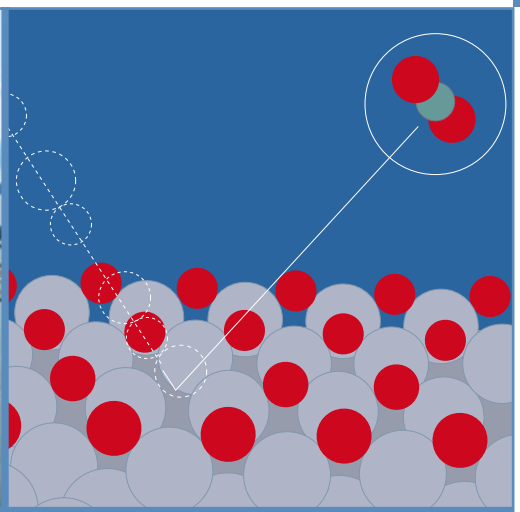
NVE

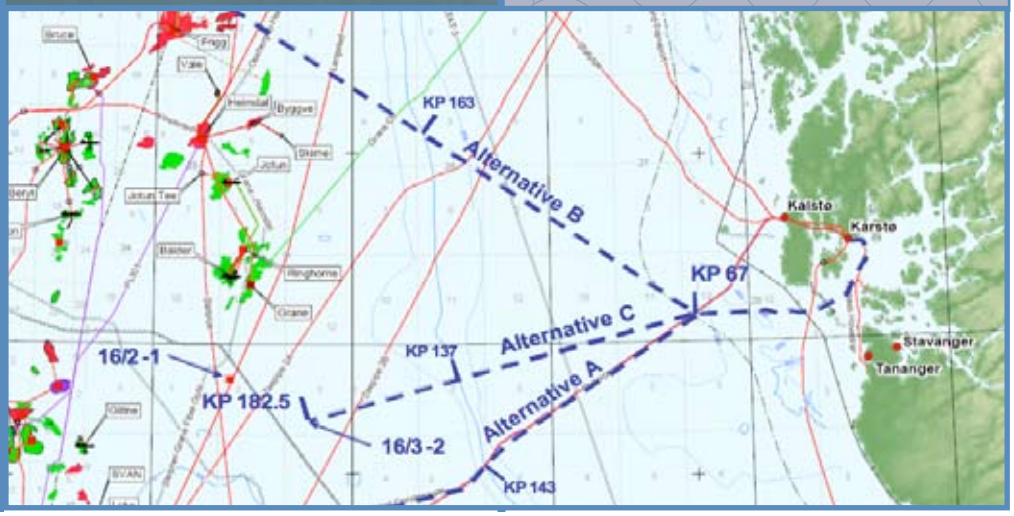
CO_2-håndtering på Kårstø

Pål Tore Svendsen (red.)

13
2006

RAPPORT





CO_2-håndtering på Kårstø

- Fangst, transport, lagring

Norges vassdrags- og energidirektorat
2007

Rapport nr 13

CO_2-håndtering på Kårstø

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Pål Tore Svendsen
Forfatter: Olav Falk-Pedersen, Mari Hegg Gundersen, Asle Selfors, Pål Tore Svendsen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 200

Forsidefoto: V. øverst: Gassprosesseringsanlegget på Kårstø, foto: Gassco,
H. øverst: CO_2-molekyl, ill. Rune Stubrud (NVE)
Nederst: Mulige rørtraseer for CO_2, ill. Sverre Lund (Lucon)

ISBN: 82-410-0612-8

Sammendrag: Rapporten beskriver tekniske, økonomiske og framdriftsmessige forhold ved et anlegg for fangst og lagring av CO_2 på Kårstø. Et fangstanlegg på Kårstø vil være ti ganger større enn det største tilsvarende anlegg som finnes i dag. NVE vurderer det som sannsynlig at et fullskala anlegg teknisk sett vil fungere med beskrevet ytelse. Kostnadene i planleggingsfasen er anslått til om lag 330 mill. kr, fangstanlegget er anslått å kreve om lag 3,46 mrd. kr i investeringer, og transportløsning med rør og lagring er anslått til 1,56 mrd. kr. Dette gir en samlet investeringskostnad på om lag 5 mrd. kr. Ut fra forutsetninger om blant annet brukstid på 8000 timer og energikostnader er årlige driftskostnader beregnet til om lag 370 mill. kr. Dette gir en tiltakskostnad for CO_2-håndtering på om lag 700 kr per tonn CO_2 fanget ved 8000 timers brukstid. En forsvarlig og ambisiøs tidsplan gir oppstart i årsskiftet 2011/2012. Prosjektet er eksponert for betydelig risiko, både innenfor ytelse, kostnader og tidsbruk. Brukstid for gasskraftverket, energikostnader, det at anlegget sannsynligvis blir det første anlegget i sin størrelse i verden og kommersielle grensesnitt mot aktører på Kårstø representerer viktige usikkerheter.

Emneord: Gasskraft, kraftproduksjon, CO_2, CO_2-håndtering, naturgass, klima, aminrenseanlegg, CO_2-rør, CO_2-lagring, CO_2-deponering, CO_2-fangst

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Desember 2006

Forord

Denne rapporten er NVEs svar på oppdraget gitt av OED 07.03.06 om å gjennomføre et forberedende arbeid knyttet til etablering av et fangstanlegg for CO_2 fra Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø. Dette arbeidet har vært en utfordrende oppgave for NVE, særlig fordi vår rolle i stor grad har vært å opptre som en krevende og utålmodig byggherre i forhold til selskaper og myndigheter.

Rapporten drøfter de problemstillingene som NVE har identifisert som sentrale i forhold til det videre arbeidet for å realisere et fangstanlegg for CO_2 på Kårstø med tilhørende lagringsløsning. Gjennom arbeidet har vi opparbeidet erfaring med et videre spekter av problemstillinger enn det er mulig å beskrive i denne rapporten. NVE vil derfor påpeke betydningen av å bruke nødvendig tid og ressurser på å overlevere det arbeidet vi har utført til de som skal drive prosjektet videre. NVE ønsker å bidra til en god overlevering og en konstruktiv fortsettelse av prosjektet.

I forbindelse med arbeidet er det samarbeidet med en rekke konsulenter og institusjoner. Olav Falk-Pedersen (Grenland Group) og Sverre Lund (Lucon) har jobbet nært opp mot NVE, og utført et godt og viktig arbeid. Videre har NVE hatt betydelig nytte av innspill og diskusjoner med representanter for Gassco, Gassnova, Naturkraft, Norsk Hydro, OED, Oljedirektoratet, Petoro og Statoil.

I arbeidet har NVE benyttet ingeniørselskapet M.W. Kellogg Ltd. (UK) knyttet til forberedelse, gjennomføring og evaluering av studier med teknologileverandørene. I tillegg har M.W. Kellogg prosjektert nødvendige tilknytninger på Kårstø og bidratt til å evaluere alternative designvalg. Videre er det gjennomført studier i regi av DNV, GassTek, NILU og Norconsult.

NVE ønsker å takke alle som har bidratt til å gjennomføre dette prosjektet.

Oslo, desember 2006

Agnar Aas
Vassdrags- og
energidirektør

Pål Tore Svendsen
Prosjektleder

Innhold

Forord **3**

Innhold **4**

Sammendrag **6**

1. Innledning **10**

1.1 Bakgrunn, mandat og mål 10
1.2 Prosjektets rammer 10
1.3 Arbeidsprosess 12
1.4 Samordning med andre prosjekter 13

2. Gasskraft og fangstanlegg **16**

2.1 Gasskraftverket 16
2.2 Fangstanlegg for CO_2 16
2.3 Studier med teknologileverandører 20
2.4 Teknologivalg 21

3. Grensesnitt **24**

3.1 Aktører 24
3.2 Tomt 24
3.3 Damp 26
3.4 Sjøvann 27
3.5 Eksos 27
3.6 Elektrisk kraft 27
3.7 Kontrollsystem og drift 28
3.8 Naturgass 28
3.9 Råvann (ferskvann) 28
3.10 Andre mulige grensesnitt 28

4. Transport og lagring **30**

4.1 Egnede reservoarer 30
4.2 Transportrør 33
4.3 Fleksibilitet 35

5. Gjennomføringsplan **37**

5.1 Tidsplan før investeringsbeslutning (planleggingsfasen) 37
5.2 Tidsplan etter investeringsbeslutning (gjennomføringsfasen) 42
5.3 Usikkerheter i tidsplan 45

6. Kostnadsestimater **47**

6.1 Om kostnadsestimering 47
6.2 Kostnader i planleggingsfasen 48
6.3 Fangstanlegg 50
6.4 Transport og lagring 54
6.5 Samlet kostnadsestimat 56
6.6 Livsløpsvurderinger 57

7. Helse, miljø og sikkerhet (HMS) **60**

7.1 Aminer og aminblandinger 60

7.2 Utslipp til luft 60
7.3 Andre utslipp 61
7.4 Typiske utslippsmengder 62
7.5 Teknisk sikkerhet 63

8. Myndighetsbehandling 64

8.1 Myndigheter og lovverk 64
8.2 Lagring av CO_2: Internasjonalt rammeverk og myndighetskrav 64
8.3 Plan for myndighetsbehandling 65

9. Usikkerhet og risiko 67

9.1 Brukstid for gasskraftverket 67
9.2 Energikostnader 67
9.3 Grensesnitt og Kårstø som byggeplass 67
9.4 Første større anlegg 68
9.5 Pris på materialer, utstyr og arbeidskraft 68
9.6 Konseptvalg for lagring 69
9.7 Mobilisering og fremdrift 69
9.8 Byggherrekompetanse 69
9.9 Annen usikkerhet 69

Sammendrag

Denne rapporten beskriver tekniske, økonomiske og framdriftsmessige forhold ved et anlegg for fangst og lagring av CO_2 fra Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø. Anlegget vil behandle opptil 1 mill. tonn CO_2 per år og består av et fangstanlegg, et CO_2-rør og et mottaksanlegg for å lagre CO_2 under havbunnen.

Prosjektet er gjennomført i regi av NVE fra mars til desember 2006. Det har gitt innsikt i aktuelle teknologier, kostnader for investering og drift, tidsplan for realisering og oversikt over risiko og usikkerhet i prosjektet. Formålet med arbeidet har vært å gi sentrale myndigheter et godt grunnlag for videre beslutninger for å muliggjøre realisering av et fangstanlegg på Kårstø så snart som mulig.

Tilgjengelig teknologi: Det finnes i dag en rekke mindre anlegg for absorpsjon av CO_2 fra røykgass. Prosjektet har gjennomført omfattende teknologistudier med fire teknologileverandører. Studiene viser stor grad av likhet mellom leverandørene innen prosess, design og kostnader.

Et fangstanlegg for gasskraftverket på Kårstø vil være ti ganger større enn det største tilsvarende anlegg som finnes i dag i Bellingham, USA. NVE vurderer det som sannsynlig at et fullskala anlegg teknisk sett vil fungere, med om lag den forventede rensegrad og forventet forbruk av energi og aminer. Størrelsesøkningen gir imidlertid økt usikkerhet om ytelse, forbruk og gjennomføring av bygging og oppstart enn om et slikt anlegg var bygget mange ganger tidligere. Innen rørtransport og lagringsanlegg for CO_2 planlegges det med bruk av tilgjengelig teknologi med relativt forutsigbare løsninger og kostnader.

Kostnadsestimater: På grunnlag av blant annet teknologistudier, vurderinger av leveranser og avtaler med omkringliggende virksomheter, utredninger av transportløsninger og dagens marked for materialer, utstyr og personell, er det gjort anslag for investeringskostnader og driftskostnader.

Kostnadene i planleggingsfasen er anslått til om lag 330 mill. kr, fangstanlegget er anslått å kreve om lag 3,46 mrd. kr i investeringer, og transportløsning med rør og lagring er anslått til 1,56 mrd. kr (basert på Sleipner som løsning for lagring av CO_2). Dette gir en samlet investeringskostnad på om lag 5 mrd. kr, med en usikkerhet på +/- 40 %. Dette er et normalt usikkerhetsnivå for det stadium dette prosjektet har nådd.

Estimatet for investeringskostnader er høyere enn tidligere publiserte estimater for fangstanlegg for CO_2. Dette skyldes i hovedsak at priser er innhentet i et marked preget av høy aktivitet og at Kårstø er en krevende byggeplass med høye krav til sikkerhet og koordinering mot andre aktiviteter. Videre påvirkes investeringskostnadene av påslag for usikkerhet som reflekterer det stadium prosjektet har kommet til, samt kravene til regularitet i fangstanlegget.

Ut fra forutsetninger om blant annet brukstid på 8000 timer og energikostnader, er årlige driftskostnader beregnet til om lag 370 mill. kr. Dette gir en tiltakskostnad for CO_2-håndtering på om lag 700 kr per tonn CO_2 fanget ved 8000 timers brukstid. Om lag halvparten av tiltakskostnaden er knyttet til driftsutgifter, den andre halvparten utgjøres av investeringskostnader. Tiltakskostnaden for CO_2-håndtering er svært følsom for

gasskraftverkets brukstid, med tiltakskost over 2000 kr/tonn CO_2 ved en brukstid på 2000 timer/år. Tiltakskostnaden er også følsom for endringer i kraftpris og investeringskostnader.

Gjennomføringsplan: I planleggingsfasen fram til investeringsbeslutning og inngåelse av kontrakter, må en foreta alle viktige konseptvalg og utrede en rekke forhold. Det er i denne fasen en gjør de viktigste beslutningene i prosjektet og legger grunnlaget for valg av optimale løsninger.

I denne fasen må en blant annet etablere en prosjektorganisasjon, gjøre grunnleggende strategivalg, forberede og gjennomføre forhandlinger med omkringliggende virksomheter, gjennomføre forprosjektering, kvalifisere teknologi, gjennomføre anbud, innhente tillatelser fra relevante myndigheter og sammenfatte resultatene som grunnlag for en investering. En investeringsbeslutning vil tidligst kunne gjøres høsten 2008.

I byggefasen må en blant annet gjennomføre detaljprosjektering, innkjøp av utstyr, modulfabrikasjon, installasjon, tilknytninger og uttesting. En må tilpasse arbeidene til aktuelle tidsvinduer, legge CO_2-rør og etablere mottaksanlegg for lagring offshore. Bestilling, produksjon og installasjon av CO_2-kompressor synes å være styrende for byggefasen av prosjektet, der leveringstiden er anslått til å ta opp mot to år.

En forsvarlig og ambisiøs tidsplan gir ut fra dette oppstart i årsskiftet 2011/2012. Ambisjoner om å gjennomføre raskere løp innebærer betydelig risiko for uheldige valg og store ekstrakostnader. Oppstart i 2009 vurderes som ikke gjennomførbart.

Usikkerhet og risiko: Prosjektet er eksponert for betydelig risiko, både innenfor teknisk ytelse, kostnader og tidsbruk. Brukstid for gasskraftverket bestemmes av kraftverkseier ut fra forholdet mellom kraftpris, gasspris og CO_2-kostnader. På grunn av store faste kostnader for fangstanlegget vil lav brukstid øke kostnadene per tonn CO_2 betydelig. Energikostnadene i fangstanlegget (inkludert kompresjon) er høye, og vil være avhengige av markedspris for elektrisk kraft. Anlegget blir sannsynligvis det første anlegget i sin størrelse i verden, noe som i seg selv representerer en betydelig utfordring og risiko. Prosjektet har kommersielle grensesnitt mot flere aktører på Kårstø, og er avhengig av hensiktsmessige avtaler med disse aktørene for å oppnå en kostnadseffektiv utbygging og drift.

Konsept for transport og lagring er ikke valgt, noe som innebærer usikkerhet mht kostnader og gjennomføring av denne delen av prosjektet.

Rask mobilisering av prosjektorganisasjon, samt å sikre god byggherrekompetanse i organisasjonen som skal føre prosjektet videre er svært viktig. Disse forholdene kan potensielt medføre betydelige forsinkelser i forhold til foreslått tidsplan. Inntekter fra salg av CO_2-kvoter og CO_2 til økt oljeutvinning (EOR) representerer en mulig oppside for prosjektet. Brukstid og energikostnader vurderes å innebære klart størst risiko med hensyn til endelige fangstkostnader.

Usikkerheten i forhold til å oppnå ønsket framdrift synes særlig knyttet til mobilisering av ny prosjektorganisasjon, tilstrekkelig raske konseptvalg, effektiv innpass på Kårstø som byggeplass, avklaring av kommersielle og tekniske grensesnitt, koordinering av delprosjektene, reguleringsregime for CO_2 samt eventuelle uforutsette miljø- eller sikkerhetskrav.

Nye problemstillinger: Siden NVE fikk tildelt oppgaven med forberedende tilrettelegging for fullskala CO_2-fangst på Kårstø, har det framkommet en rekke nye forhold av relevans for prosjektet. Dette gjelder blant annet resultatene fra Gassco sin studie av verdikjeder for CO_2, videreutvikling av Statoil og Shell sitt prosjekt på Tjeldbergodden og Haltenbanken, avtalen knyttet til Energiverk Mongstad og mange ulike planer for termisk kraft med CO_2-håndtering i Norge. Bortsett fra vurdering av mulig samordning med andre prosjekter, er nye problemstillinger fra disse prosjektene ikke søkt ivaretatt innen denne utredningen. Gitt at tidsplanene for Kårstø beskrevet i denne rapporten følges, vil en i liten grad kunne benytte erfaringer fra Mongstad for læring og kvalitetssikring av Kårstø-prosjektet. Prosjektet er holdt innen de gitte rammer i mandatet, og eventuelle justeringer av planer ut fra nye hensyn vil måtte gjøres i annen sammenheng.

Fangst av CO_2: Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø settes i drift høsten 2007 og eksosen fra kraftverket er fangstanleggets CO_2-kilde. Fordi fangstanlegget må ettermonteres er det kun kjemiske absorpsjonsanlegg som er aktuelt for fangst av CO_2. De anleggene som hittil er levert for slik absorpsjon fra gassblandinger er stort sett basert på aminer som absorpsjonskjemikalie, og aminer vurderes som mest aktuelt også her. En ulempe ved bruk av aminanlegg er høye kostnader forbundet med energiforbruk i fangstanlegget. Teknologien gir også noe utslipp av aminer og andre stoffer til luft.

I fangstanlegget vil avgass fra gasskraftverket som inneholder om lag 4 % CO_2 kjøles ned og sendes gjennom et absorbertårn. Der overrisles den med en blanding av vann og aminer. CO_2-molekylene bindes til aminer og blandingen overføres til et nytt tårn der den varmes opp med damp slik at CO_2 skilles fra aminene. Aminløsningen føres tilbake til absorbertårnet, mens tilnærmet ren CO_2-gass mettet med vanndamp overføres til et anlegg for komprimering. Ekstra tørking vil være et ledd i kompresjonsprosessen og siste ledd vil være pumping fra om lag 70 bar til leveringstrykk. Å skille CO_2 fra aminene og gjenvinne disse krever store mengder varme i form av damp. Prosessen krever også energi til pumping og kjøling. Rensegraden for CO_2 fra eksosen vil være om lag 85 %.

Teknologi: De eksisterende anlegg for absorpsjon av CO_2 fra røykgass er mindre anlegg for produksjon av CO_2 til næringsmiddelindustri og kjemisk industri. Det største anlegget for fangst fra gasskraft har en kapasitet på 100 000 tonn CO_2 per år. I gasskraftverk skjer forbrenningen i gassturbinen med høyt luftoverskudd. Dette gir utfordringer knyttet til stort eksosvolum, lav konsentrasjon av CO_2 og en høy konsentrasjon av oksygen i eksosen. Hovedutfordringen er å redusere investeringskostnader og samlet energiforbruk i prosessen. Optimalisering av slike anlegg gir også en rekke mindre tekniske utfordringer.

Grensesnitt: For å få til en optimal etablering av et fangstanlegg for CO_2 på Kårstø er det nødvendig å komme frem til gode løsninger sammen med eksterne aktører. Dette gjelder områder som tomteplassering, dampleveranser, sjøvann til kjøling, eksosmottak, elektrisk kraft, kontrollsystem/drift og ferskvann. Viktige aktører vil være Naturkraft, Gassco og Statoil, og det må gjøres avtaler om både tekniske løsninger og kommersielle forhold tilknyttet omkringliggende virksomheter. I teknologistudiene og kostnadsanslagene er det gjort en del forutsetninger om disse leveransene, men det er ikke etablert forpliktende avtaler hittil i prosjektet. De endelige valgene på dette området vil påvirke anleggsutforming og kostnader.

Transport og lagring: Prosjektet har utredet og identifisert løsninger for transport og lagring av CO_2, men det er ikke foretatt endelig konseptvalg. Det er forutsatt sikker og

varig lagring som basisløsning, men også diskutert muligheter for senere bruk av CO_2 til økt oljeutvinning (EOR).

I samarbeid med Oljedirektoratet (OD) er det vurdert fem mulige lagringsplasser for CO_2: Heimdal, Karmsundet, Kystnært Utsira, Nordøst Frigg og Sleipner. Et aktuelt alternativ synes foreløpig å være *Sleipner*. Her lagrer en allerede CO_2 i Utsira-formasjonen, har erfaringer med sikker lagring og vil sannsynligvis kunne bruke eksisterende injeksjonsbrønn. Transportavstanden er om lag 250 km. Det vil måtte gjøres ombygginger på plattformen før mottak, og det fordres avtaler med Sleipnerlisensen og Statoil som operatør. Alternativet *Kystnært Utsira* med bruk av en havbunnsramme er også aktuelt, og bør utredes videre.

Transport av CO_2 kan foregå i rør eller med skip. På grunn av moderate transportavstander og for å redusere behovet for mellomlagring og kostbar oppvarming og opptrykking på feltet, er det anbefalt at transporten fra Kårstø bør foregå i rør. Ved tilstrekkelig fjerning av vann i CO_2-gassen vil en kunne bruke rørtyper og leggemetoder kjent fra petroleumsvirksomheten. Ut fra dimensjonerende volum på 160 tonn per time er det forutsatt en rørdimensjon på 10 tommer ytre diameter. Avhengig av lagringsløsning kan også et rimeligere 8 tommers rør være aktuelt. Dersom det er ønskelig i større grad å tilrettelegge for senere økninger i transportert volum og bruk til økt oljeutvinning (EOR) kan en eventuelt øke rørdimensjonen og vurdere andre reservoarer.

Helse, miljø og sikkerhet: Miljøutfordringene for fangstanlegget er særlig knyttet til utslipp til luft av aminer, tilsetningsstoffer og reaksjonsprodukter, samt av ammoniakk, NO_x og vanndamp. Anlegget produserer også salter oppløst i vann som må behandles. Plasseringen inne på Kårstø-området gir sikkerhetsutfordringer i forhold til omkringliggende anlegg, og strenge sikkerhetskrav må ivaretas. Lagring av CO_2 under havbunnen må skje i samsvar med internasjonale avtaler.

Gjennomføring av prosjektet vil kreve utslippstillatelse etter forurensningsloven, behandling etter klimakvoteloven, tillatelser fra Petroleumstilsynet og byggetillatelse, og det kan kreve konsekvensutredninger og behandling etter petroleumsloven.

1. Innledning

1.1 Bakgrunn, mandat og mål

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED) gitt i brev av 07.03.06, utført et forberedende arbeid knyttet til etableringen av et fangstanlegg for CO_2 fra Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø. Oppdraget er en sentral del av regjeringens satsing for å realisere CO_2-håndtering og verdikjeder for transport og injeksjon av CO_2 i egnede produksjons- og deponireservoarer. Regjeringens ambisjon, forankret i Soria Moria-erklæringen, har vært at et fangstanlegg skal startes opp på Kårstø i 2009. De ulike delprosjektene som inngår i regjeringens satsing er som følger:

Delprosjekt 1: Innledende forhandlinger mellom kommersielle aktører i en CO_2-kjede

Delprosjekt 2: Prosjektering av fangstanlegg på Kårstø

Delprosjekt 3: Juridiske og organisatoriske sider ved statlig engasjement i en CO_2-kjede.

NVE sitt arbeid er knyttet til Delprosjekt 2. De fysiske anleggene studert av NVE kan igjen inndeles i tre delprosjekter, nemlig **fangst**, **transport** og **lagring** av CO_2. Målsetningene for NVE sitt arbeid er vist i Tabell 1.

Tabell 1 NVEs målsetninger

Resultatmål	Effektmål
Lage gode kostnadsestimater som dekker investerings- og driftskostnader for fangst, transport og lagring	Etablere et så godt grunnlag som mulig for det videre arbeidet med å realisere prosjektet
Skaffe kjennskap til aktuelle teknologier, kartlegge rensegrad, leverandørgarantier etc.	Gi oppdragsgiver best mulig grunnlag for sine vurderinger og beslutninger
Gi oversikt over utslipp til luft og vann	Muliggjøre realisering av fangstanlegg på Kårstø i løpet av 2009 eller så snart som mulig
Gi oversikt over risiko og usikkerheter	
Foreslå en realistisk tidsplan	
Sluttrapport klar i løpet av 4. kvartal 2006	

1.2 Prosjektets rammer

Mandat. NVEs mandat er begrenset til behandling av CO_2 fra Naturkraft sitt gasskraftverk på Kårstø. Dette kraftverket vil være i drift før bygging av et fangstanlegg kan starte, noe som begrenser mulighetene for valg av fangstteknologi. Kun fangst av CO_2 fra eksosen fra kraftverket (såkalt "post-combustion" fangst) er mulig. Det er også begrensede muligheter for integrasjon mellom kraftverk og fangstanlegg, ettersom designvalg for kraftverket er gjort uten hensyn til fangstanlegget.

Kårstø som byggeplass. Det er teoretisk sett om lag 155 tonn CO_2/time tilgjengelig for fangst i Naturkraft sin eksos ved full drift av kraftverket. I tillegg finnes det andre CO_2-kilder på Kårstø, men det er ikke vurdert fangst av disse. Fangstanlegget for CO_2 vil måtte etableres så nær Naturkrafts kraftverk som mulig for å minimere investeringskostnader og driftskostnader. Dette innebærer at fangstanlegget vil etableres innenfor det samme sikkerhetsregime som gjelder for gassprosesseringsanlegget på Kårstø.

Kårstø er et kostbart sted å etablere et prosessanlegg. Plasseringen i nærhet til gassprosesseringsanlegget stiller en rekke krav til planlegging, utbygging og drift av et fangstanlegg. Dette krever at gjennomføring av byggeprosjektet koordineres med andre pågående arbeider på Kårstø, og at prosjektet prioriteres slik at det kan gjennomføres innenfor rammene av et forsvarlig aktivitetsnivå for gassprosesseringsanlegget som helhet. Gitt mengdene med naturgass som prosesseres daglig på Kårstø, vil det også være spesielle krav til sikring mot hendelser som kan skape en fare for eksplosjoner, til utførelse av anlegg for kraft og styring, til sikring mot termisk stråling fra prosessfakler, beredskap, tilgang til gassprosesseringsanlegget osv. Videre har gassprosesseringsanlegget strenge krav til tillatt støynivå og utslipp av NO_x og andre komponenter.

Lagring. For at fangst av CO_2 skal være et klimatiltak må det også finnes løsninger for varig lagring av CO_2 fra driften av fangstanlegget starter. NVE har således studert og evaluert mulige lagringsløsninger for CO_2, der ett kriterium har vært at lagringsløsningen må kunne stå klar samtidig med fangstanlegget. De vurderte lagringsløsningene krever i tillegg en transportløsning, noe som også er studert og vurdert.

Bruk av CO_2. Alternativet til ren lagring av CO_2 fra gasskraftverk og andre store kilder er i praksis bruk til økt oljeutvinning (EOR, Enhanced Oil Recovery). Utskilt CO_2 kan også brukes som innsatsfaktor i industriell virksomhet, men et fellestrekk ved industrielle anvendelser av CO_2 er at mengden som trengs er liten i forhold til CO_2-utslippene fra større gasskraftverk og industrielle komplekser. NVE har ikke hatt som oppgave å utrede mulighetene for bruk av CO_2 til EOR, men ettersom disse mulighetene forventes å være viktige for endelig valg av løsning for transport og lagring, er egenskapene med hensyn til eventuell bruk av CO_2 til EOR drøftet for de aktuelle lagringsløsningene.

Rask realisering. Regjeringens ambisjon har vært oppstart av anlegget i løpet av 2009. I sitt arbeid har NVE brukt dette som en rettesnor på den måten at det er forutsatt en rask, men forsvarlig, realisering av tiltaket. NVE har ikke vurdert 2009 som et absolutt krav, men søkt å etablere planer for planlegging og gjennomføring som leder til en forsvarlig realisering raskest mulig.

Studier. En viktig del av NVE sitt arbeid har vært studiene som er gjennomført med teknologileverandørene. Ettersom det ikke finnes mange leverandører som er aktuelle for å bygge fangstanlegg for CO_2, er god kontakt med de som finnes av stor viktighet. NVEs vurdering er at det er etablert god kontakt mellom prosjektet og teknologileverandørene, preget av interesse for prosjektet og gjensidig forståelse og respekt. Teknologileverandørene har valgt å bruke svært kapable ingeniører i studiene, ressurser med en høy alternativverdi i et opphetet marked for ingeniørtjenester. De har også gjennomgående vist stor interesse for å følge med på hva som skjer i Norge.

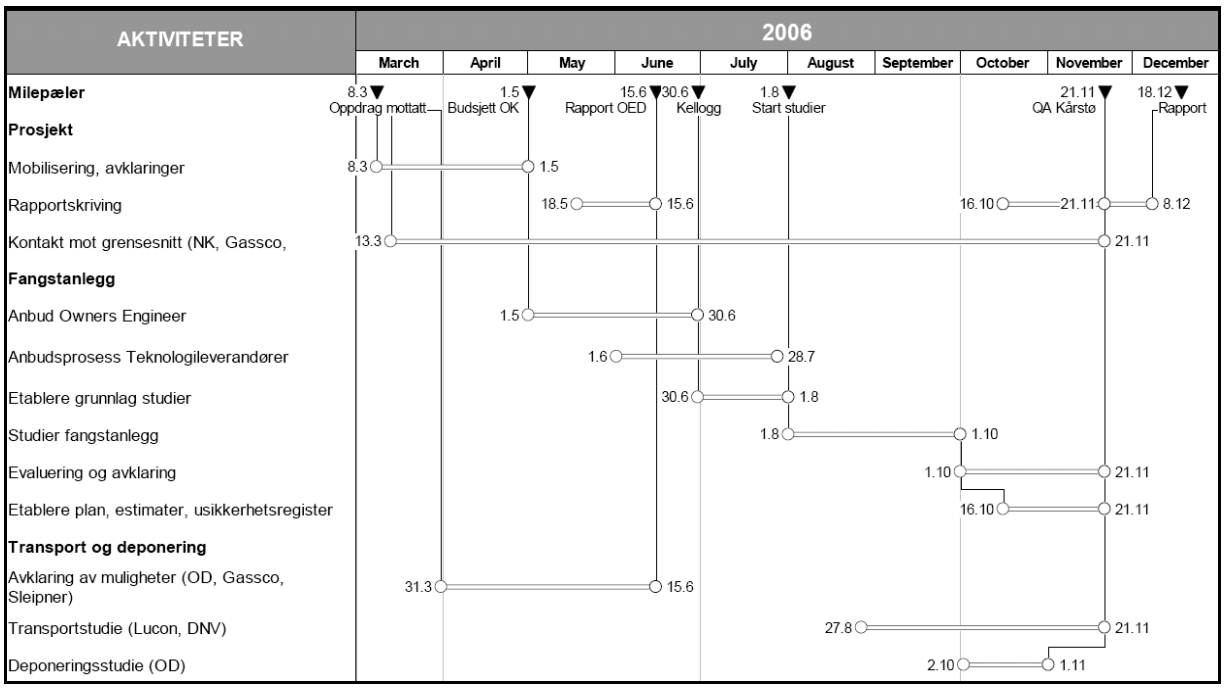
Garantier og risikofordeling. Ettersom fangstanlegget innebærer bruk av teknologi i en ny skala, har det vært viktig for NVE å vurdere muligheten for fordeling av risiko mellom teknologileverandører og utbygger. Dette inkluderer en vurdering av ulike samarbeidsformer som vil være mulig mellom aktørene, og hva slags kontraktsrisiko teknologileverandørene vil være villig til å påta seg.

Brukstid. Fangstanlegget vil kun fange CO_2 når gasskraftverket er i drift. Naturkraft har selv råderett over når de ønsker å produsere kraft, og vil selv bestemme driftsmønster for kraftverket. Dette innebærer at evnen fangstanlegg, transportløsning og lagringsløsning har til å følge varierende

produksjon i kraftverket, inkludert oppstart og nedstenging, vil være et viktig kriterium. NVE har stilt krav til at fangstanlegget skal designes for å oppnå høy regularitet, tilpasset produksjonen i kraftverket.

1.3 Arbeidsprosess

Figur 1 illustrerer den prosessen NVE har fulgt i arbeidet frem mot denne rapporten.



Figur 1 NVEs tidsplan

Oppdraget ble mottatt 08.03.06, mens mobilisering av personell og avklaring av finansiering og rammer for oppgaven var på plass rundt 01.05.06. I løpet av denne perioden ble det opprettet kontakt mot de fleste av aktørene NVE har sett det hensiktsmessig å samarbeide med, som Gassco, Statoil (i flere roller), Naturkraft, Gassnova og Oljedirektoratet.

Prosjektet har gjennomført to offentlige anbudsprosesser med utlysning i hele EØS-området, den ene for å knytte til seg ingeniørstøtte og den andre for å identifisere og evaluere potensielle teknologileverandører. Oppdraget med ingeniørstøtte ble tildelt M.W. Kellogg Ltd. (UK) i konkurranse med fem andre tilbydere.

Det ble satt ut fire studier til teknologileverandører som ble vurdert som kvalifisert til dette, nemlig:

- Aker Kværner Engineering and Technology (AKET) [1]
- Fluor Inc. (California, USA) [2]
- HTC Purenergy (Regina, Canada) og Bechtel (USA) i samarbeid [3]
- Mitsubishi Heavy Industries (Japan) [4]

I tillegg leverte ytterligere to selskaper inn dokumentasjon, men ble ikke funnet kvalifisert til å gjennomføre oppdraget etter NVEs kriterier.

Arbeidet med å identifisere aktuelle løsninger for transport og lagring av CO_2 ble gjennomført før sommeren i nært samarbeid med Oljedirektoratet (lagring) [6] og Delprosjekt 1 (Gassco) [15]. Her

søkte en å samordne de ulike prosessene som pågikk innenfor arbeidet med å vurdere CO_2-håndtering. NVE leverte en foreløpig rapport til OED den 15.06.06.

Den 01.07.06 startet M.W. Kellogg sitt arbeid for NVE, og designbasis for teknologistudiene ble utarbeidet i nært samarbeid med NVE i løpet av juli måned. I slutten av juli var kvalifisering av teknologileverandører ferdigstilt, og disse ble tildelt oppdrag og designbasis 01.08.06, med krav om levering av utkast til rapport 01.10.06.

Parallelt med dette engasjerte NVE Sverre Lund (Lucon) for å arbeide videre med transportløsninger for CO_2, mens Oljedirektoratet ble anmodet om å videreføre arbeidet med å identifisere og evaluere mulige lagringsløsninger for CO_2. Det Norske Veritas (DNV) gjennomførte en designstudie [9] som del av transportstudien i oktober, basert på de identifiserte lagringsløsningene. Sverre Lund (Lucon) [5] og Oljedirektoratet [7] leverte sine rapporter i desember 2006.

I oktober måned ble mye tid brukt til å gjennomgå, kommentere og forbedre studiene fra teknologileverandørene. Samtidig ble de kommersielle forutsetningene NVE har lagt til grunn for sine vurderinger, spesielt med hensyn til avtaler med omkringliggende aktører (grensesnitt), fastlagt.

I november ble det særlig arbeidet med de enkelte delleveransene fra prosjektet, samt med å utforme sluttrapporten. En rekke kvalitetssikringsaktiviteter ble også gjennomført, både internt og med deltakelse fra organisasjoner utenom NVE, inkludert et heldagsseminar med Statoil på Kårstø 21.11. Resultatene fra transportstudie og vurdering av lagringsløsninger ble samkjørt.

Desember ble i hovedsak brukt til gjennomganger og kvalitetssikring av rapporten med underlag.

1.4 Samordning med andre prosjekter

Det finnes flere prosjekter i ulike faser som vurderer fangst og lagring av CO_2 i Norge i dag. De fleste planer for gasskraft som NVE har eller har hatt til behandling - om lag ti prosjekter - omfatter vurdering av fangst av CO_2. I tillegg er aktiviteten innen forskning, utredning og teknologiutvikling betydelig. Disse parallelle aktivitetene og prosjektene innebærer både muligheter og utfordringer for det enkelte prosjekt. Spesielt vil det kunne bli en kamp om begrensede ressurser (teknologileverandører, konsulenter, utstyr) mellom prosjektene. Samtidig kan det være gevinster i å samordne noen av aktivitetene mellom de ulike prosjektene.

NVE vil her kort drøfte Kårstø-prosjektets forhold til prosjektene på Mongstad, Tjeldbergodden/Haltenbanken og demonstrasjonsanlegget på K-Lab på Kårstø.

1.4.1 Teknologikvalifisering og teknologiutvikling

Ettersom fangst av CO_2 i denne skala fra gasskraftverk ikke er gjennomført tidligere, og fordi slik fangst innebærer store investerings- og driftskostnader, er aktiviteter som teknologikvalifisering og teknologiutvikling viktig. Dette gjelder både i gjennomføring av prosjekter og i den offentlige debatten.

I denne rapporten benyttes begrepet ***teknologikvalifisering*** om aktiviteter som gjennomføres for å kvalitetssikre løsninger som aktuelle leverandører kan tenke seg å legge til grunn for et anlegg og kommersielle avtaler med akseptabel risiko i dag. Teknologikvalifisering gjennomføres for å styrke byggherren sin innsikt i anlegget som skal bygges, for å redusere risiko og for å bedre styringen av gjenværende risiko. Kvalifisering omfatter gjerne utprøving av løsninger i liten skala og gjøres hovedsakelig i planleggingsfasen.

Teknologiutvikling benyttes av NVE som betegnelse på aktiviteter som gjennomføres for å demonstrere og forbedre de løsningene en mener er tilgjengelige i dag. Teknologiutvikling innebærer

således arbeid for å forbedre teknologi og redusere kostnader, utslipp og risiko i forhold til dagens nivå. Teknologiutvikling kan gjøres både gjennom etablering av ***demonstrasjonsanlegg*** og ***testanlegg***.

Et ***demonstrasjonsanlegg*** har som hensikt å demonstrere at en teknologi kan fungere i en skala som er større enn den som finnes i dag. Å bygge et fullskala fangstanlegg på Kårstø med dagens teknologi i en skala ti ganger større enn det som har vært gjort hittil innebærer i seg selv en stor utfordring og risiko, og vil bidra til å løfte teknologien for aminabsorpsjon fra gasskraftverk et godt stykke videre, selv om kostnadene blir høye.

Derimot har en ikke de samme ambisjonene om å teste nye tekniske løsninger i forbindelse med prosjektet på Kårstø. Nye tekniske løsninger kan for eksempel være nye absorbenter, nytt prosessutstyr og nye former for integrasjon mellom kraftverk og fangstanlegg. NVE betrakter således ikke det foreslåtte anlegget som noe ***testanlegg***. Et slikt testanlegg er under ombygging på K-Lab på Kårstø, og det er inngått avtale mellom Statoil og Staten om å bygge testanlegg med kapasitet til å fange 100.000 tonn/år på Mongstad med oppstart i 2010.

1.4.2 Mongstad

Den 12.10.06 ble det inngått en avtale mellom Staten og Statoil om utbygging av energiverk og anlegg for CO_2-håndtering på Mongstad i to faser:

- Steg 1: Etablering av energiverk og testanlegg for CO_2 med kapasitet for fangst av minimum 100.000 tonn CO_2 per år i løpet av 2010
- Steg 2: Investeringsbeslutning for fullskala CO_2-håndtering på Mongstad i 2012, med målsetning om idriftsettelse i løpet av 2014.

Dette tidsløpet antyder at ambisjonene om *teknologiutvikling* er høyere enn for fangstanlegget på Kårstø. Videre ønskes grundig kvalifisering av den teknologi som eventuelt vil bli tatt i bruk i fullskalaanlegget. Prosjektene på Kårstø og Mongstad vil kunne lære betydelig av hverandre. De endelige tidsplanene for prosjektene vil avgjøre hvorvidt Mongstad-prosjektet vil kunne dra nytte av Kårstø-prosjektet eller omvendt. Gitt at tidsplanene for Kårstø beskrevet i denne rapporten følges, vil en i liten grad kunne benytte erfaringer fra Mongstad Steg 1 for læring og kvalitetssikring i Kårstø-prosjektet. Et mulig unntak kan være å bruke Mongstad til trening og opplæring av driftspersonell. For å dra nytte av eventuelle teknologiske nyvinninger på Mongstad vil Kårstø-prosjektet måtte skyves betydelig ut i tid.

1.4.3 Halten CO_2 (Tjeldbergodden – Draugen)

Statoil og Shell utvikler et verdikjedeprosjekt for CO_2 basert på bruk av CO_2 fra et gasskraftverk på Tjeldbergodden til EOR i Draugenfeltet (og etter hvert Heidrun). Fremdriftsmessig har dette prosjektet kommet omtrent like langt som Kårstø-prosjektet. Dette kan potensielt lede til konkurranse om ressurser og kapasiteter mellom prosjektene. Dette kan gjelde konkurranse om kompetent arbeidskraft, om kjøp av kritiske utstyrselementer og om oppmerksomhet fra aktuelle teknologileverandører. Det kan også være synergier i et samarbeid om enkelte aktiviteter. Blant annet har begge prosjektene identifisert et behov for langtidstesting av absorpsjonskjemikalier (absorbent), noe som burde kunne gjøres i samarbeid og med deling av kostnader. Tilsvarende kan det være gevinster forbundet med koordinering innen annen teknologikvalifisering, kommunikasjon med leverandører, fremdriftsplaner og annet.

1.4.4 K-Lab

Staten ved Gassnova har i samarbeid med Statoil satt i gang arbeid med å oppgradere et demonstrasjonsanlegg for CO_2-fangst på K-Lab på Kårstø. Dette kan benyttes til kjemikalietesting og

annen teknologikvalifisering og -utvikling. Aker Kværners Just Catch™ prosjekt har planer om testing av absorbenter i dette anlegget. Anlegget vil også være aktuelt til bruk for prosjektene på Kårstø, Mongstad og Tjeldbergodden. Det kan vise seg at etterspørselen etter testkapasitet vil bli langt større enn det dette anlegget vil kunne levere, med mindre man får til en samordning av de ulike testprogrammene. Anlegget vil være det eneste storskala testanlegget for fangst av CO_2 fra gasskrafteksos (med høyt innhold av O_2 og lavt innhold av CO_2 i røykgassen) i verden når det startes opp, 3 år før testanlegget på Mongstad har planlagt oppstart.

2. Gasskraft og fangstanlegg

2.1 Gasskraftverket

Eksosen fra Naturkrafts gasskraftverk er prosessens CO_2 kilde. Gasskraftverket vil levere om lag 420 MW netto elektrisk effekt, og slippe ut opp mot 2 millioner Nm^3/time eksos ved full last på anlegget. Anlegget er et såkalt kombisyklusanlegg, som benytter en gassturbin og utnytter eksosvarmen fra denne til også å produsere kraft i en dampturbin. Alternativt kan damp selges til eksterne dampforbrukere, noe som vil gi lavere kraftproduksjon. Eksostemperaturen ut fra gasskraftverket vil være om lag 90°C. Utformingen av anlegget er vist i Figur 2.

Figur 2 Naturkraft sitt gasskraftverk på Kårstø (Kilde: Naturkraft)

Gassturbinen forbrenner naturgass med et stort luftoverskudd for å unngå for høye forbrenningstemperaturer og for å kjøle materialene innvendig i gassturbinen. Volumet av eksos fra kraftverket er derfor stort, og eksosrøret vil ha en diameter på om lag 8 meter. Hovedkomponentene i eksosen vil typisk være (vol %): nitrogen 75 %, oksygen 12 %, vanndamp 8 % og CO_2 4 %.

Gasskraftverket er utstyrt med et effektivt renseanlegg for NO_x, som fjerner tilnærmet all NO_x (restutslipp forventes å bli om lag 5 ppm NH_3 og om lag 2 ppm NO_X). Utslippet av SO_x, uforbrente hydrokarboner og partikler vil også være svært lavt.

2.2 Fangstanlegg for CO_2

2.2.1 Kjemisk absorpsjon

Fangst av CO_2 fra gasskraftverk kan skje i et kjemisk absorpsjonsanlegg (såkalt post-combustion), ved avkarbonisering av naturgass før forbrenning (såkalt precombustion decarbonisation) eller etter forbrenning med rent oksygen (såkalt Oxyfuel). På grunn av at gasskraftverket på Kårstø allerede er bundet til å benytte en konvensjonell gassturbin, er det kun kjemisk absorpsjonsanlegg som er aktuelt

for fangst av CO_2 fra Naturkraft sitt gasskraftverk. De anleggene som hittil er levert for absorpsjon av CO_2 fra gassblandinger er stort sett aminbaserte, og aminer vurderes som den mest aktuelle gruppen av absorbenter også for dette prosjektet. Det er fullt mulig å ettermontere et slikt fangstanlegg til et eksisterende gasskraftverk. Hovedulempene ved bruk av aminanlegg er høye kostnader forbundet med energiforbruk i fangstanlegget. Aminanlegg medfører også noe utslipp av aminer og andre stoffer til luft.

Aminet MEA (monoetanolamin) er det mest brukte aminet for absorpsjon av CO_2, og er fortsatt den absorbenten som forventes benyttet av flere aktuelle leverandører av fangstanlegg for CO_2. MEA-prosessen innebærer en rekke utfordringer, som korrosjon, høyt energiforbruk og omfattende degradering av aminet.

Siden slutten av 1980-årene har det foregått en utvikling av nye absorpsjonskjemikaler, tilsetningsstoffer og prosesser for å fremskaffe bedre og mer kostnadseffektiv fangst av CO_2 fra eksos. Hovedmålene med utviklingen er å:

- Redusere energiforbruket
- Redusere sirkulasjonsraten[1] av amin
- Redusere komponentstørrelser og forenkle prosessen
- Redusere prosessens aminforbruk
- Redusere korrosjonsproblematikken

Mitsubishi Heavy Industries (MHI) var tidlig ute med sin KS-1 prosess, som innebærer bruk av andre aminer enn MEA. Dette gir en prosess med redusert dampforbruk, sirkulasjonsrate og forbruk av kjemikaler sammenliknet med en prosess som benytter MEA.

2.2.2 Absorpsjonsanlegget

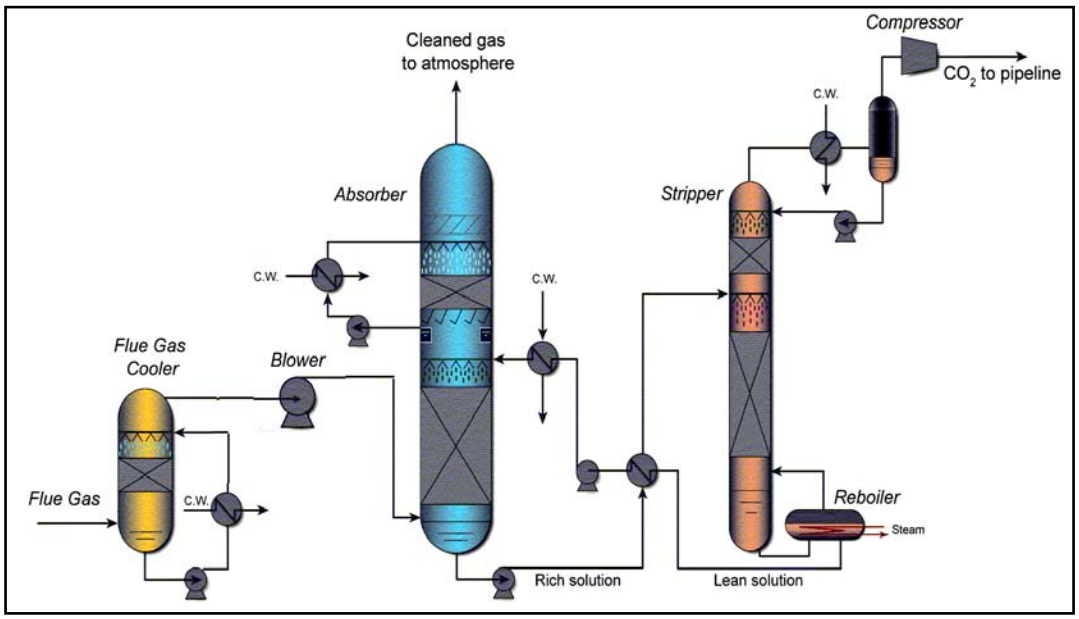
Ved full produksjon i gasskraftverket vil et fangstanlegg typisk kunne fange om lag 131 tonn CO_2 per time. Dette tilsvarer om lag 3150 tonn/dag og om lag 1,05 mill. tonn CO_2 per år ved en brukstid for fangstanlegget på 8 000 timer. Det innebærer at det vil slippes ut om lag 0,2 mill. tonn CO_2 per år fra gasskraftverket, i stedet for om lag 1,25 mill. tonn for tilfellet uten fangst av CO_2 ved 8 000 timer brukstid.

Hovedprinsippene i utformingen av et aminbasert fangstanlegg vil ikke variere mye mellom ulike leverandører. Prosessen er illustrert i Figur 3.

Fangstanlegget tar utgangspunkt i gasskraftverkets eksos. Røykgassen fra gasskraftverket kjøles ned før selve fangstprosessen for å gi en optimal drift av prosessen. Røykgasskjølingen er den største kjølevannsforbrukeren i fangstanlegget, og bruker typisk 50 % av kjølevannet (i størrelsesorden 10 000 m^3/time).

Røykgassen vil møte motstand i fangstanlegget på veien ut til omgivelsene, noe som gir trykktap. For å sikre at gassturbinen i kraftverket ikke mister effekt på grunn av fangstanlegget, plasseres en vifte i eksoskanalen, enten før kjøleren eller mellom kjøleren og selve fangstanlegget.

[1] Kjemikaliestrøm (masse per tidsenhet) som til enhver tid sirkulerer mellom absorber og desorber, og som krever energi til oppvarming og kjøling



Figur 3 Typisk aminprosess (Kilde: SINTEF)

Fra viften ledes eksosen inn i bunnen av et absorpsjonstårn. Absorpsjonstårnet er fylt med et pakningsmateriale som gir en stor overflate som absorpsjonsvæsken følger på sin vei ned gjennom tårnet. Absorpsjonsvæsken er et amin eller en blanding av aminer løst i vann som absorberer CO_2 i røykgassen som strømmer oppover i tårnet. For fangst av CO_2 fra gassturbineksos vil rensegraden være typisk 85 %.

Når CO_2 er fanget opp av aminet, må den frigjøres ved at det tilføres varme. Selve desorbsjonen (frigjøringen) foregår i et desorbsjonstårn, også kalt stripper. Dette gjøres ved at amin som inneholder CO_2 risler nedover pakningsmaterialet i tårnet, mens damp og CO_2 beveger seg oppover i tårnet. Dampen har to funksjoner; 1) den tilfører aminet den nødvendige varmen, og 2) drar med seg den frigitte CO_2 ut av tårnet. Blandingen av damp og CO_2 som går ut på toppen av desorpsjonstårnet kjøles ned slik at mesteparten av dampen kondenserer, mens CO_2 fortsatt er i gassfase. Vannet ledes tilbake til desorberen, mens CO_2 ledes til tørking, komprimering og transport. Fra bunnen av desorberen ledes den nesten CO_2-frie aminløsningen til anleggets koker (reboiler). Her genereres dampen som benyttes til desorbsjon ved hjelp av eksternt tilført varme. Denne kokeren er prosessens desidert største forbruker av varme. Ut av kokeren går det en strøm med tilnærmet CO_2-fri aminløsning som ledes tilbake til absorberen hvor den igjen absorberer CO_2.

I prosessens absorber avgir reaksjonen mellom CO_2 og amin varme, slik at noe amin og vann vil fordampe under absorpsjonsprosessen og bli med eksosen oppover i absorberen. Denne eksosen mettet med vanndamp og aminer inneholder typisk 125 ppm aminer, noe som både økonomisk og miljømessig er uakseptabelt mye. I tillegg til å miste mye aminer vil tapet av vann også være stort. For å minimalisere tapet av vann og utslippet av aminer benyttes en vannvask øverst i absorberen. Her vil kaldt vann med en svært lav konsentrasjon av aminer vaske eksosen, slik at aminene løses i vannet og vannbalansen justeres ved at vanndamp kondenseres av det kalde vannet.

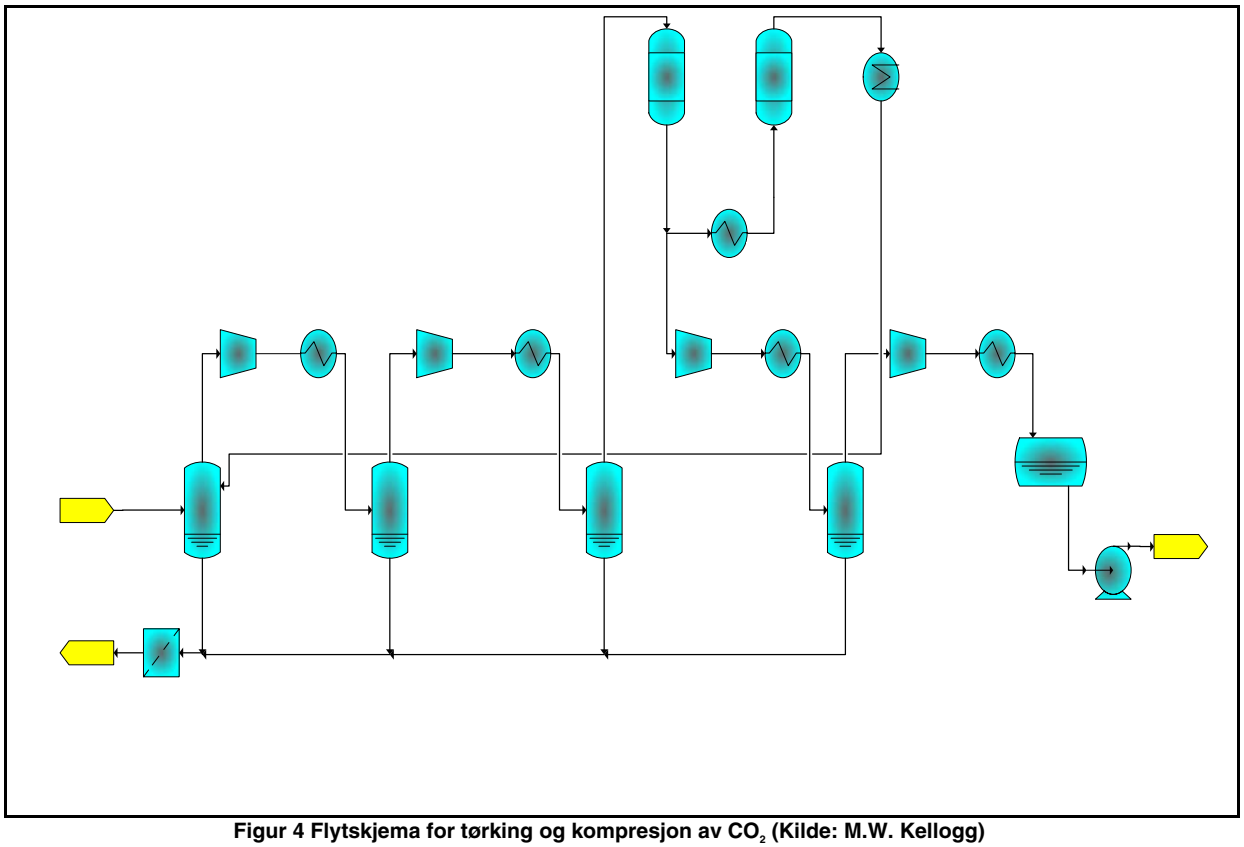
Når aminblandingen kommer i kontakt med eksosen, vil amin også reagere med andre komponenter i eksosen enn CO_2, som O_2 og NO_x. Hvor mye som absorberes vil variere fra amin til amin og avhenger av absorberdesign. Disse reaksjonene danner varmestabile salter som ikke vil frigis fra aminløsningen

i desorbsjonsprosessen. Siden aminblandingen sirkuleres mellom absorberen og desorberen vil mengden varmestabile salter gradvis bygges opp i absorpsjonsvæsken. Etter en viss tid vil konsentrasjonen av slike salter være så høy at aminets evne til å absorbere CO_2 reduseres. For å løse dette problemet benyttes en gjenvinningsenhet (en "reclaimer") hvor en sidestrøm av aminløsningen varmes opp, og vann og amin fordamper og ledes tilbake til prosessen. Når vann og amin er kokt av vil det være en tyktflytende væske i bunnen av reclaimeren, en væske som må behandles som spesialavfall. Væsken vil inneholde noe amin, noe vann og i all hovedsak varmestabile salter.

2.2.3 Tørking og kompresjon

Etter at CO_2 er skilt ut fra avgassen i fangstanlegget må CO_2-gassen tørkes og komprimeres, noe som skjer i en flertrinns prosess med komprimering, avkjøling og vannutskilling. Trykk, temperatur og vanninnhold må tilpasses transportform (rør eller skip) og trykkbehov ved lagringssted. En typisk prosess for kompresjon og tørking er skissert i Figur 4.

CO_2 fra fangstanlegget kommer til klargjøringsenheten med om lag romtemperatur og trykk litt over atmosfærisk trykk. Ved siden av CO_2 inneholder gassen noe vanndamp og små fraksjoner av urenheter (nitrogen, oksygen og spor av aminer og andre stoffer).



Figur 4 Flytskjema for tørking og kompresjon av CO_2 (Kilde: M.W. Kellogg)

Ved rørtransport av CO_2 er kompresjonsbehovet bestemt av leveringstrykk på bestemmelsessted og trykkfall gjennom transportrørledningen. Trykket i transportrøret bør til enhver tid være så høyt at CO_2 befinner seg i superkritisk tilstand, det vil si over 50 - 70 bar, avhengig av temperatur. For rene lagringsløsninger er aktuelle leveringstrykk offshore 70 – 100 bar, mens trykkbehovet for EOR kan være høyere. For å møte slike trykk kan hensiktsmessige utløpstrykk fra fangstanlegget være fra 150 bar til opp mot og over 300 bar, avhengig av transportløsning og lagringstrykk.

Vann sammen med CO_2 gir svært korrosive forhold i en rørledning. Vanninnholdet må være lavt og overvåkes kontinuerlig for å unngå korrosjon og hydratdannelse.

2.3 Studier med teknologileverandører

Det eksisterer i dag en rekke anlegg for absorpsjon av CO_2 fra ulike gassblandinger. Hovedandelen er relativt små anlegg for produksjon av CO_2 til for eksempel næringsmiddelindustrien (opp til 100.000 tonn i året), mens fem større anlegg benyttes i kjemisk industri.

Det spesielle med eksos fra gasskraftverk, i forhold til eksos fra kullkraft eller fangst av CO_2 fra andre gasstrømmer, er at forbrenningen i gassturbinen skjer med et høyt luftoverskudd. Dette gir tre utfordringer, for det første at det totale eksosvolumet blir svært stort, for det andre at konsentrasjonen av CO_2 blir tilsvarende liten og for det tredje at det vil være en høy konsentrasjon av oksygen i eksosen. NVE kjenner bare til ett anlegg som har fanget CO_2 fra eksosen fra et gasskraftverk i kommersiell skala i flere år. Dette anlegget (Bellingham, Massachussets, USA) fanger bare 10 % av den CO_2-mengden som er aktuell på Kårstø (100.000 tonn). Det har foregått en betydelig utvikling av teknologi hos teknologileverandørene etter at Bellingham ble bygget, men disse forbedringene er ikke tatt i bruk i enheter av tilsvarende eller større kapasitet.

NVE har som beskrevet over gjort teknologistudier med fire leverandører som vil beskrives og vurderes kort nedenfor. Studiene viser stor grad av likhet mellom leverandørene innen prosess, design og kostnader. Det er små variasjoner i leverandørenes estimater for investeringskostnaden for fangstanlegget, noe som skyldes relativt like prosesser og utstrakt bruk av allerede kommersielt tilgjengelige utstyrsenheter. Også med hensyn til de variable driftskostnadene, i all hovedsak energiforbruk, ligger de også svært likt.

Av hensyn til inngåtte avtaler om konfidensialitet mellom leverandører og NVE vil vurderingene under gjøres på et aggregert nivå.

2.3.1 Aker Kværner (AKET)

AKET er en leverandør med kunnskap om design og bygging av store prosessanlegg, inklusiv gassprosesseringsanlegg. AKET er inne i et utviklingsløp, støttet av Gassnova og tolv industrielle partnere, for å utvikle sin teknologi og kunnskap om leveranse av fangstanlegg for CO_2. AKET har levert flere patentsøknader relatert til deres Just Catch™ prosess. AKET besitter ikke egne absorbenter, men ønsker å samarbeide med eksterne leverandører av absorbenter. Aker Kværner har tidligere bygget et pilotanlegg for fangst av CO_2 på Kårstø, K-Lab.

Studien AKET har gjennomført er meget omfattende. Siden AKET ikke har en egen aminprosess har de basert designet sitt på en standard absorbent (30 vektprosent MEA oppløst i vann) og et kommersielt tilgjengelig simuleringsverktøy. I forbindelse med optimalisering av varmeforbruket har de foreslått integrering på varmesiden som NVE ikke har fått full innsikt i. De har også studert forbedringene som kan oppnåes ved bruk av en antatt fremtidig absorbent. Disse antagelsene og interne beregningene gjør det vanskelig å vurdere deres Just Catch™ prosess opp mot andre leverandører. Basert på den utførte studien fremstår AKET-prosessen som mindre moden enn prosessene til MHI og Fluor.

2.3.2 Fluor

Fluor har sin egen Econamine FG Plus (EFG+) prosess for fangst av CO_2. De siste 20 årene har de levert 24 anlegg basert på deres prosess/lisens. Deres anlegg i Bellingham, Massachusetts har kapasitet til å produsere 100 000 tonn CO_2 i året fra gassturbineksos, en eksos som er tilnærmet lik eksosen fra Naturkrafts gasskraftverk. Fluor har gjennom de 14 årene anlegget har vært i drift opparbeidet seg

omfattende kunnskaper om sin egen prosess og mulige prosessoptimaliseringer. Studien fra Fluor bærer preg av at de har meget god kjennskap til fangstprosessen, har mye erfaring fra EPC-prosjekter og over tid har gjennomført en rekke studier relatert til CO_2-fangst. Prosessløsningen til Fluor er basert på bruk av deres eksisterende absorbent og kjente prosesskomponenter med to unntak, en enhet brukt som en del av varmeintegreringen og en ny prosess for gjenvinning (reclaiming) av amin.

2.3.3 HTC Purenergy / Bechtel

HTC/Bechtel har levert en omfattende studie. HTC Purenergy har gjort mye utviklingsarbeide innenfor aminabsorpsjon og har ambisjoner om å videreutvikle dette arbeidet. Bechtel utførte prosjekteringsarbeidet og kostnadsestimeringen i den tekniske studien. Basert på den utførte studien fremstår HTC sin prosess som mindre moden enn prosessene til MHI og Fluor.

2.3.4 Mitsubishi Heavy Industries Ltd (MHI)

MHI har levert fire anlegg for fangst av CO_2, hvorav to er pilotanlegg. De har også flere anlegg under bygging, men ingen av anleggene vil fange CO_2 fra gasskraftverk. I likhet med Fluor har MHI kunnskap om design og bygging av store prosessanlegg. Som en stor leverandør av renseprosesser for kullkraft (rensing av svovel, partikler etc.) har de både teknologi og kunnskap som vil være av nytte i forbindelse med design og bygging av et fangstanlegg for CO_2 fra gasskraft i stor skala.

MHI har levert en svært omfattende og gjennomarbeidet studie. MHI har designet prosessen basert på deres egen absorbent KS-1, som innebærer en del fordeler sammenlignet med MEA (se Kap. 2.2.1). En usikkerhet ved deres prosess er at KS-1 aldri har vært benyttet i et kommersielt fangstanlegg for CO_2 med en røykgass hvor O_2-innholdet er like stort som i eksosgassen fra gasskraftverket. Design og kostnadsestimater er utarbeidet og presentert på en meget god måte, noe som skaper tillit til deres resultater.

2.4 Teknologivalg

Som beskrevet over er det mange likheter mellom de aktuelle leverandørene innenfor prosessdesign. Samtidig er det en del teknologivalg som må gjøres ved etablering av et slikt anlegg, og de ulike leverandørene har ulike preferanser tilpasset sin teknologi og sine absorbenter. De ulike valgene er også avhengig av hverandre, og ofte beskyttet av patenter, slik at en potensiell byggherre ikke har mulighet for å plukke de ulike løsningene fra ulike leverandører og sette sammen i sitt anlegg. Som en følge av behovet for å beskytte sine innovative løsninger er det også begrenset hvor mye informasjon leverandører er villige til å gi om sine ulike løsninger, særlig i tidlige faser av et prosjekt som NVEs arbeid representerer. Nedenfor beskrives noen av de ulike teknologivalgene som er relevante for et fangstanlegg på Kårstø.

2.4.1 Tilkopling til skorstein

Tilkopling mot skorstein kan gjennomføres på to måter. En kan velge å behandle mindre enn 100 % av røykgassen i fangstanlegget for å sikre at det ikke suges luft ned gjennom skorsteinen og inn i absorpsjonsprosessen. For å oppnå 85 % total rensegrad blir da fangstanlegget designet for å separere mer enn 85 % CO_2 fra den delen av røykgassen som går til absorpsjonsanlegget. Alternativt kan en velge å lede nær 100 % av røykgassen til fangstanlegget.

2.4.2 Nedkjøling av røykgass

Nedkjøling av røykgass kan gjennomføres på flere måter:

1. En kjøler hvor eksosgassen dusjes med ferskvann som fordamper og kjøler ned eksosen. Ferskvannet går i et kretsløp hvor det oppvarmede ferskvannet kjøles ved varmeveksling mot sjøvann, før det pumpes tilbake til eksoskjøleren.
2. Hybridløsninger hvor kjøleren er plassert i en atskilt del nederst i absorberen, for å redusere antall prosesskomponenter.

De forskjellige løsningene er evaluert med følgende hovedkonklusjon:

- Grad av kjøling er viktig for vannbalansen
- Valg av løsning har liten effekt på totalkostnaden

2.4.3 Design av absorber

Leverandørene kan velge ulike løsninger for design av selve absorberen. En kan velge sirkulære tårn eller firkantede tårn. Absorpsjonstårnene kan være fylt med spesielle, tilfeldig fordelte ringer som væsken fordeler seg over, eller med mer strukturert pakning. Alle disse løsningene er kjent fra annen industri, og leverandørene har valgt å benytte kjente pakningsmaterialer.

2.4.4 Forbruk av energi

Å fange CO_2 fra gasskrafteksos er svært energikrevende, og energikostnader utgjør en dominerende andel av anleggets driftskostnader. Forskning og utvikling med ambisjoner om å redusere tiltakskostnader betydelig bør således ha et fokus på energiforbruket i prosessen. Fangstanleggets forbruk av energi vil påvirkes av anvendt kjemikalie, utforming av prosessanlegget og grad av integrering mot gasskraftverket. Energiforbruket består av kraftforbruk og dampforbruk. Dersom damp tappes av fra gasskraftverket, vil begge deler føre til at gasskraftverket kan levere mindre elektrisk kraft for salg utenfor Kårstø.

Det er desorbsjonsdelen av fangstanlegget som har det desidert største varmebehovet. Dampforbruket i fangstanlegget vil ligge på omtrent 160 tonn i timen. Når denne dampen tappes fra gasskraftverket vil dampturbinen motta mindre damp og dermed vil kraftproduksjonen fra dampturbinen reduseres med om lag 36 MW.

I studiene som er gjennomført er elektrisk kraft benyttet som energikilde for alt roterende utstyr (kompressor, pumper osv). Kraftforbruket for selve fangstanlegget er 12-13 MW. Komprimering og pumping av produsert CO_2 krever også mye energi. Leverandørene har valgt litt forskjellige tekniske løsninger slik at kraftforbruket varierer fra 15 til 17 MW. Det totale kraftforbruket i fangstanlegget vil således være på 27 til 30 MW.

I Tabell 2 er fangstanleggets energibehov beskrevet i forhold til kraftverket.

Tabell 2 Energiforbruk i fangstanlegget (inkludert CO_2-kompresjon)

	Netto kraftproduksjon (MW)	**Redusert kraftmengde levert ut fra Kårstø (MW)**	**Totalvirkningsgrad kraft m. fangst (%)**
Kraftverk uten fangst av CO_2	420	0	58
Kraftverk med avtapping av damp og forbruk av elektrisitet til fangstanlegget	354	66	49

2.4.5 Vannvask og vannbalanse

Det er behov for å benytte vann i toppen av absorberen til å vaske ut utslippskomponenter fra eksosen før den slippes til atmosfæren. Den konvensjonelle måten går ut på å kjøle ned eksosgassen fra absorpsjonsdelen av absorberen med en dusj av vann fra et separat vannvaskesystem. En stor andel av vannet og aminet i eksosgassen vil kondensere og ledes vekk fra absorberen. For å redusere tapet av amin ytterliggere tilføres rent vann i et siste poleringstrinn. Velger man en relativt lav temperatur på utgående eksos blir prosessen en netto produsent av vann samtidig som amintapet blir meget lavt. Ulempen er et høyt kjølevannsforbruk. Grad av kjøling i vannvasken og mengde rent vann tilført i poleringstrinnet varierer fra leverandør til leverandør. Det er usikkerheter knyttet til kapasitet for både sjøvann og ferskvann på Kårstø, og vannvasken i absorberen og vannbalansen til anlegget som helhet kan potensielt benyttes til å tilpasse seg til rammebetingelsene, når de blir mer kjent.

2.4.6 Gjenvinning av amin

Reclaimeren (gjenvinningsenheten) er nødvendig for å fjerne de varmestabile saltene fra absorbenten. En konvensjonell reclaimer krever transport og deponering av typisk 1000 m^3/året med spesialavfall bort fra anlegget (gjelder anlegg som benytter MEA som absorbent). Det eksisterer miljømessige akseptable løsninger for destruksjon av dette avfallet. I Norge er det minst to mulige aktører for håndtering av avfallet, Norcem og NOAH.

Et alternativ er å velge å integrere en forbrenningsenhet (incinerator) i prosessen. Denne forbrenningsenheten kan også destruere andre væsker som inneholder amin, glykol, oljerester etc. Forbrenningsenheten vil være i kontinuerlig drift og mates med aminavfall fra tank. Forbrenningsanlegget vil ha et årlig utslipp til luft som er svært lavt relativt til kraftverk og fangstanlegg.

Et nytt konsept for å løse noen av miljøproblemene med fangstanlegg for CO_2 tar utgangspunkt i to av driftsutfordringene, utslippet til luft fra absorberen og håndtering av degradert amin fra reclaimeren. Løsningen innebærer en kontinuerlig regenerering/rensing av aminet. Ut fra prosessen kommer amin tilnærmet uten forurensinger og en væskestrøm som bør kunne ledes til det eksisterende dreneringssystemet på Kårstø. Den andre miljømessige fordelen er relatert til utslipp av degraderingsprodukter som strippes av absorbenten i absorpsjonstårnet og ledes til luft sammen med eksosgassen. Det er svært lave konsentrasjoner av disse komponentene, men med en kontinuerlig fjerning av uønskede stoffer i absorbenten vil disse utslippene reduseres ytterligere.

3. Grensesnitt

Med grensesnitt menes i denne rapporten alle problemstillinger og fysiske tilknytninger der fangstanlegget er avhengig av leveranser fra, eller avtaler med, eksterne aktører. En rekke viktige grensesnitt må avklares før et fangstanlegg kan bygges. Det gjelder i særlig grad de kommersielle og tekniske grensesnittene mot Naturkraft og mot Gassco som operatør på Kårstø. Nedenfor vil de viktigste grensesnittene omtales, inkludert hvilke løsninger NVE har lagt til grunn i sitt arbeid og hvilke alternativer som finnes.

3.1 Aktører

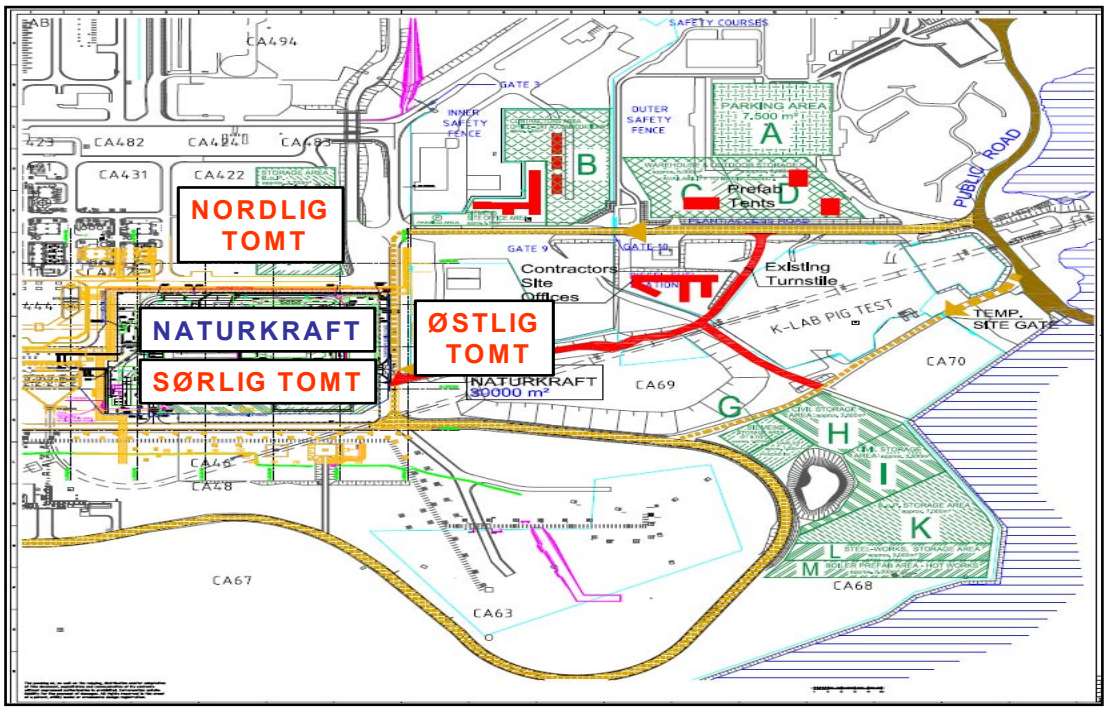
Naturkraft, eid med like andeler av Hydro og Statkraft, eier gasskraftverket som er under bygging på Kårstø. NVE har drøftet de viktige grensesnittene tomt, damp, sjøvann, eksos og elektrisk kraft med Naturkraft, og det er etablert en felles forståelse av partenes utgangspunkt. Naturkraft har erklært seg klare til nærmere drøftinger og forhandlinger når rammene for videreføring av prosjektet er etablert.

Gassco er operatør av gassprosesseringsanlegget på Kårstø, som eies av **Gassled**. Gassled eies av olje- og gasselskapene som har investert i gassinfrastrukturen på norsk sokkel. **Statoil** er Gassco sin TSP (Technical Service Provider) på Kårstø. Det betyr at Statoil sitter på mye av ingeniørressursene og detaljkunnskapen om driften av Kårstøanlegget. NVE har benyttet M.W. Kellogg i tillegg til diskusjoner med Gassco og Statoil i arbeidet med å klargjøre tekniske og kommersielle forutsetninger for å etablere et fangstanlegg på Kårstø. Gassco vil sørge for en arena for koordinering mellom fangstanlegget og annen aktivitet på Kårstø.

3.2 Tomt

Utførelse og kostnad for de fleste grensesnittene mellom fangstanlegget og omgivelsene vil avhenge av beliggenhet for fangstanlegget. Ettersom det er fra eksosen fra Naturkraft sitt gasskraftverk det skal fanges CO_2, er det hensiktsmessig at fangstanlegget bygges så nær gasskraftverket som mulig. Transport av eksos over noe avstand er krevende i forhold til fysisk plassering av eksoskanal og medfører trykktap som vil måtte kompenseres med økt forbruk av elektrisk kraft til drift av vifte.

De aktuelle tomtene for etablering av et fangstanlegg er vist i Figur 5. Naturkraft disponerer i dag områdene merket ”Naturkraft” og ”Sørlig tomt” på langtidsleie over 25 år fra Statoil. Videre er det ledige tomter rett nord og øst for kraftverket, begge eid av Statoil. Gasskraftverket er plassert slik at eksosutslippet er mot øst.

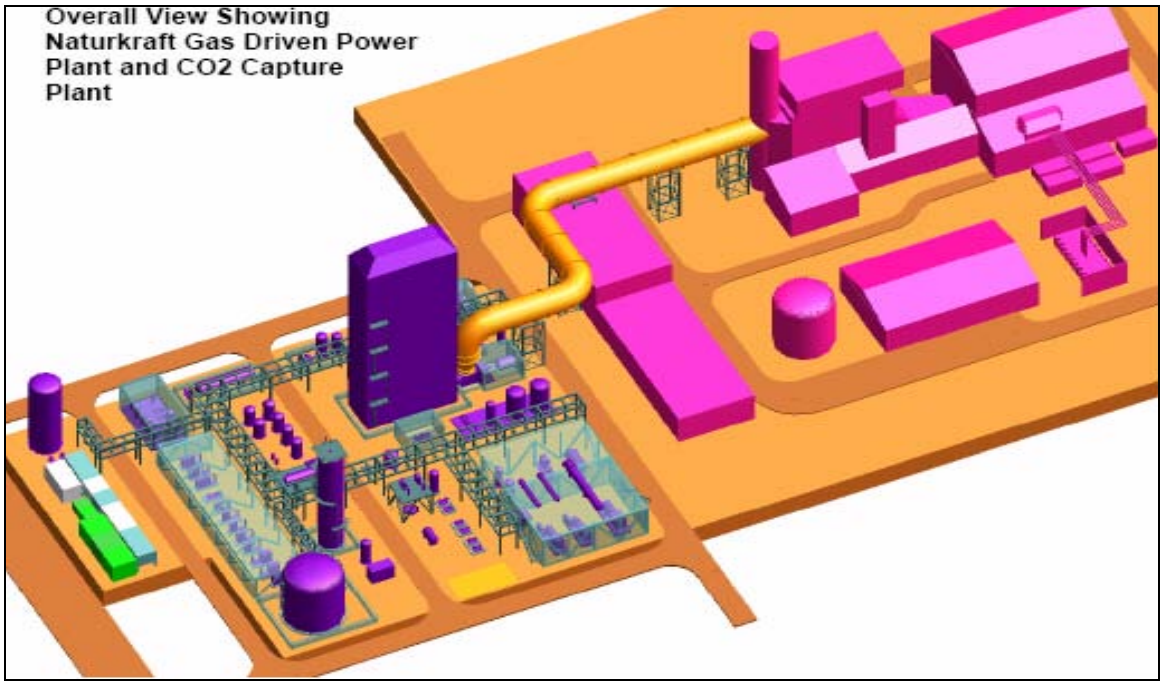


Figur 5 Layout for Kårstøanlegget (Kilde: Naturkraft)

Naturkraft har planer om å benytte sørlig tomt til et mulig nytt gasskraftverk på et senere tidspunkt (tog 2). Naturkraft har derfor gitt tydelig uttrykk for at det ikke ønsker et fangstanlegg på denne tomten.

Gassco har betydelige utviklingsplaner for Kårstø som gassprosesseringsanlegg. Tomten nord for kraftverkstomten representerer en av de siste utvidelsesmulighetene for gassbehandling på Kårstø, og Gassco er svært negative til bruk av denne tomten til fangstanlegg. Det samme forventes å gjelde Gassled og Statoil. Statoil som TSP er positive til etablering av en østlig tomt for fangstanlegget.

NVE har, etter diskusjon med Naturkraft, M.W. Kellogg og Statoil lagt den østlige tomten til grunn for de gjennomførte studiene. En løsning basert på østlig tomt er illustrert i Figur 6. Alternativet vurderes å være sørlig tomt. Det østlige alternativet krever noe lengre fremføringslinjer for eksos, kjølevann, damp og andre kapasiteter enn det sørlige. Videre vil østlig tomt medføre omlegging av modulveien på Kårstø og økte kostnader til opparbeiding av tomt. På den annen side kan en slik lokalisering gi mindre strenge krav til arbeidstillatelsessystem og til samordning mot andre prosjekter, samt mer tilgjengelig plass både i byggefase og for ferdig anlegg.



Figur 6 Illustrasjon av fangstanlegg plassert på østlig tomt, gasskraftverk farget rosa (Kilde: AKET)

3.3 Damp

Fangstanlegget har et stort behov for energi knyttet til regenerering av absorbenten. Dette energibehovet vil dekkes av lavtrykksdamp. Lavtrykksdamp kan enten produseres innenfor fangstanlegget eller kjøpes utenfra. Naturkraft er en nærliggende, potensiell dampleverandør ved avtapning av lavtrykksdamp fra kraftverkets dampturbin. Det kan også tenkes andre dampkilder på Kårstø, der Gassco har startet en oppgradering av dampsystemet. Bruk av damp utenfra medfører behov for tilbakeføring av kondensert damp til kilden.

Dersom fangstanlegget må produsere sin egen damp ved hjelp av naturgass, vil bruk av naturgass innenfor fangstanleggets område potensielt medføre strengere sikkerhetskrav, betydelig høyere investeringskostnader, økte NO_x-utslipp og økte mengder av CO_2, som både gir økte mengder håndtert CO_2 og CO_2 til utslipp.

Naturkraft bekrefter at det er teknisk mulig å dekke fangstanleggets dampbehov med damp fra lavtrykksdelen av Naturkrafts dampsystem. Overføring av damp til fangstanlegget vil gi Naturkraft et tap av elektrisk kraft som må kompenseres. En slik løsning vil også kreve tilleggsinvesteringer i Naturkrafts anlegg.

Gassco ønsker ikke å se sin egen dampproduksjon i sammenheng med behovene til et fangstanlegg, da dette vil øke kompleksiteten og etablere uønskede avhengigheter mellom anleggene. Gassco har også takket nei til tilbud om kjøp av damp fra Naturkraft på et tidligere tidspunkt.

NVE vurderer kjøp av damp fra Naturkraft som det teknisk beste alternativet for damptilførsel til fangstanlegget, og dette er lagt til grunn i teknologistudiene. Produksjon av damp i egen kjel, eventuelt som en del av resten av dampsystemet på Kårstø, er fullt gjennomførbart, men forventes å være betydelig mer kostnadskrevende og vil gi nye utslipp.

Det er gjort en studie av etablering av en separat dampkjel for å vurdere effekten av å måtte produsere dampen innenfor rammene av fangstanlegget. En slik løsning antas å innebære bruk av Naturkraft sin eksos i stedet for forbrenningsluft i dampkjelen, og at eksosen fra dampkjelen vil tilbakeføres til

fangstanlegget (et tillegg på om lag 32 tonn CO_2/time inn til fangstanlegget). Det er ikke gjort en fullverdig studie av dimensjonering og kostnader for et slikt fangstanlegg.

Noen av teknologileverandørene vil også ha behov for damp ved et høyere trykk enn fra Naturkrafts damp til gjenvinning av absorbenter. Nødvendig trykk samsvarer med trykk på damp i lavtrykksnettet på Kårstø, og det er forutsatt at dampen kan hentes fra dette lavtrykksnettet. Forbruket vil ikke være kontinuerlig, og vil utgjøre en liten årlig energimengde. Statoil TSP har gitt tilbakemelding at en slik avtapning ikke kan garanteres per i dag.

3.4 Sjøvann

Fangstanlegget vil ha et betydelig behov for sjøvann til kjøling. Det er i dag et sjøvannsbasseng i umiddelbar nærhet til Naturkrafts tomt på Kårstø. Kapasiteten i anlegget anslås av Naturkraft til om lag 110 000 m^3/time, der Gassco og Naturkraft disponerer en halvpart hver. Dersom fangstanlegget ikke kan benytte seg av denne eksisterende kapasiteten, vil dette bety store kostnader for etablering av ny sjøvannstunnel.

Naturkraft vil benytte om lag 28 000 m^3/time i sitt gasskraftverk. Resterende kapasitet som disponeres av Naturkraft vil således være nødvendig ved eventuell etablering av et gasskraftverk nummer to på Kårstø.

Gassco benytter i dag sin kapasitet i sjøvannsanlegget og har ikke noe ledig kapasitet for utnyttelse i fangstanlegget.

NVE har lagt utnyttelse av eksisterende kjølevannskapasitet på Kårstø til grunn for teknologistudiene som er gjennomført, men har også studert et alternativ der det etableres en ny dedikert sjøvannstunnel for fangstanlegget.

Fangstanleggets behov for sjøvann til kjøling kan også sees i sammenheng med de andre grensesnittene mellom fangstanlegget og gasskraftverket. Dersom anleggets behov for damp dekkes av lavtrykksdamp fra Naturkraft, vil dampmengden til kraftverkets kondensator reduseres tilsvarende. Dette vil medføre at kjølevannsmengden til kondensatoren kan reduseres. Hvis dampbehovet i fangstanlegget i sin helhet dekkes ved kjøp av damp fra Naturkraft, vil det i teorien kunne frigjøres en betydelig sjøvannsmengde. Denne mengden er imidlertid ikke nok til å dekke fangstanleggets totale behov, og vil kreve tekniske modifikasjoner i kraftverket.

3.5 Eksos

Gasskraftverket er utformet med en konvensjonell eksospipe, som fangstanlegget vil knytte seg til med en stor eksostunnel. Transport av eksos over avstander bør søkes unngått, da dette krever betydelig energi i form av vifter for å kompensere for trykktap.

Tilkopling til Naturkraft sin skorstein vil kreve en del rydding av tomt og flytting av eksisterende utstyr. I tillegg kreves det betydelig fundamentering og struktur for eksosgassrøret, samt bruk av spjeld for å kontrollere eksosgasstrømmen ved ulik driftsmodus.

3.6 Elektrisk kraft

Fangstanlegget og anlegg for tørking og kompresjon vil kreve en betydelig mengde elektrisk kraft til drift av eksosvifte, kompresjon og pumping av CO_2, til pumping av sjøvann, samt til andre mindre pumper. Fangstanlegget vil ikke være i ordinær drift når kraftverket ikke produserer. Det innebærer at fangstanlegget i hovedsak vil kunne forsynes med kraft fra gasskraftverket, og at nettleie og

forbruksavgift på kraften bør kunne unngås. Noe kraftbehov for nedkjøring av anlegg og for pumpedrift for å holde anlegget varmt (unngå lange oppstartstider og skader på utstyr) vil måtte trekkes fra kraftnettet, og vil dermed omfattes av nettleie.

3.7 Kontrollsystem og drift

Drift av fangstanlegg, transport og lagring vil måtte være koordinert med drift av gasskraftverket, og det vil være hensiktsmessig å ha felles drift og kontrollrom for anleggene. Dette vil kunne spare plass og kostnader ved at man ikke bygger eget kontrollrom og egen driftsorganisasjon for fangstanlegget, men installerer nødvendig utstyr i Naturkrafts kontrollrom. Videre vil det fremme god samordning og høyere forventet regularitet i de to anleggene. Alternativt kan det oppnås synergier ved å integrere driften av anlegget med Gassco sin drift av gassprosesseringsanlegget, men potensialet her vurderes som mindre enn for integrering mot Naturkraft. En slik samordning vil være fornuftig, og er lagt til grunn for teknologistudiene. For å identifisere de viktigste samordningsgevinstene er etablering av en helt uavhengig driftsorganisasjon også evaluert med tanke på kostnader.

3.8 Naturgass

Fangstanlegget vil ikke benytte naturgass i store mengder, med mindre anlegget må produsere sin egen damp. Anlegget kan potensielt forbruke mindre mengder naturgass dersom det inkluderes et anlegg for destruksjon av avfall eller naturgass anvendes til regenerering i tørkeanlegget for CO_2.

3.9 Råvann (ferskvann)

Fangstanlegget kan, avhengig av design av anlegget, være både en netto produsent og en netto forbruker av vann. Anlegget vil imidlertid uansett være avhengig av ekstern tilførsel av vann for oppstart og andre situasjoner der anlegget ikke er i ordinær drift. Tilførselen av råvann til gassprosesseringsanlegget på Kårstø er anstrengt, og det knytter seg usikkerhet til i hvilken grad eksisterende tilførselsledning til gassprosesseringsanlegget vil ha kapasitet til å forsyne fangstanlegget med store mengder vann på kontinuerlig basis. Muligheter og kostnader for å etablere ny tilførsel av ferskvann til Kårstø er ikke studert.

3.10 Andre mulige grensesnitt

Andre tilknytninger og hjelpesystemer, der kapasiteter enten kan kjøpes utenfra eller genereres innenfor fangstanlegget, er demineralisert vann (kjelvann), instrumentluft, brannvann, avløp, nitrogen, trykkluft, nødavstengningssystem og varslingsanlegg for brann og gass.

Videre krever lagringsløsningen et CO_2-rør på land frem til landfallet for sjørøret. Nødvendige ventiler og piggesluse for drift og inspeksjon av røret bør fortrinnsvis plasseres innenfor fangstanleggets tomt.

En oppsummering av grensesnittene er vist i Tabell 3.

Tabell 3 Oppsummering av grensesnitt

Grensesnitt	Basisalternativ	Alternative løsninger	Kommentarer
Tomt	Østlig tomt	Sørlig tomt, Nordlig tomt	Tomteleie
Damp/ kondensat	Avtapning Naturkraft, samt noe avtapning fra gassprosesseringsanlegg for gjenvinning av absorbent	Egen dampproduksjon Økt produksjon gassprosesseringsanlegget	Kondensat tilbakeføres til dampkilde, rensing av kondensat ikke inkludert
Sjøvann	Kjøp av kapasitet fra NK	Ny sjøvannstunnel	
Eksos	Tie-in til Naturkraft skorstein	_	
Elektrisk kraft	Drift: Kraft fra Naturkraft Standby: Kraft fra nettet	Drift av pumper, vifter og kompressorer med damp	
Kontroll-system og drift	Samordning med Naturkraft	Uavhengig organisasjon og kontrollsystem Samordning med gassprosesseringsanlegget	
Naturgass	Ikke forbruk av naturgass	Naturgass til dampgenerering, destruksjon av kjemikalier eller til tørking av CO_2	Kan medføre økte kostnader forbundet med sikkerhet (brann/eksplosjonsfare)
Fakkel	Ikke nødvendig	Nødvendig dersom bruk av naturgass	Tilknytning kan kreve full stopp på Kårstø
Råvann	Forbruk nær null	Stor vannforbruker Stor vannprodusent	Usikkerhet knyttet til kapasitet for tilførsel
Deminvann	Deminanlegg inkludert	Bruke eksisterende kapasiteter	
CO_2-rør	Grensesnitt på tomten for fangstanlegget		Leveringstrykk bestemt av lagringsløsning
Brannvann	Tilknytning til eksisterende brannvannssystem	Etablere egen tilførsel	Etablerer ny ring rundt tomt for fangstanlegget
Instrumentluft	Egen produksjon	Bruke eksisterende kapasiteter	
Arbeidsluft	Egen produksjon	Bruke eksisterende kapasiteter	
Nitrogen	Egen produksjon	Samordning med gassprosesseringsanlegg	Nitrogen ikke tilgjengelig på Kårstø i dag
Avløp	Stort sett egen håndtering	Samordning med gassprosesseringsanlegg	Mange ulike kvaliteter på avfallsstrømmene (se Kap. 7.3)
Sikkerhets-systemer	Noe integrasjon nødvendig		

4. Transport og lagring

NVE har i arbeidet med å identifisere løsningen for transport og lagring av CO_2 lagt vekt på å undersøke de alternative mulighetene som kan foreligge, uten å gjøre endelig konseptvalg. NVE presenterer i dette kapittelet flere alternative konsepter, med sine ulemper og fordeler. Konseptene bør bearbeides videre, både teknisk og kommersielt, spesielt i forhold til de produksjonslisenser som kan bli berørt, før konseptvalg gjøres. Vurderingene er gjort i nært samarbeid med Oljedirektoratet.

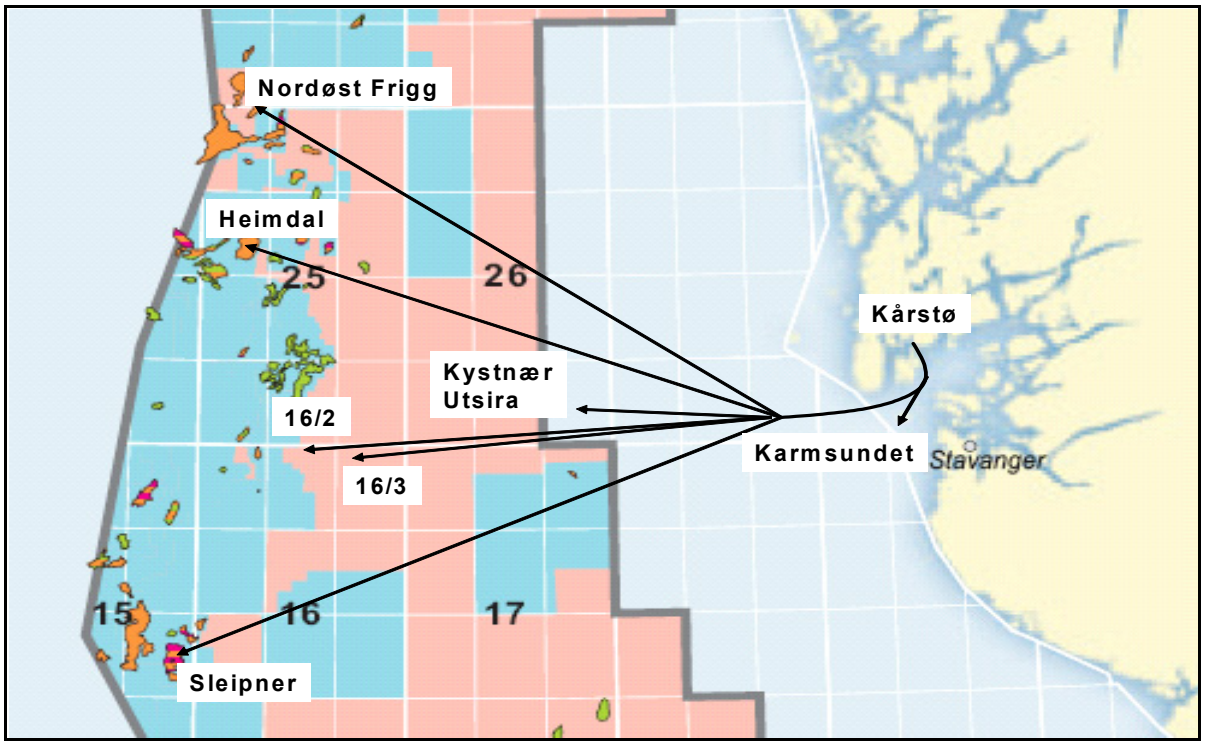
NVE har, i henhold til gitt mandat, begrenset arbeidet til løsninger for CO_2 fra Kårstø. Mulighetene for samordning av løsninger for transport og lagring med andre tilsvarende prosjekter (Mongstad, Tjeldbergodden/Haltenbanken) er ikke vurdert.

4.1 Egnede reservoarer

Optimal lagringssikkerhet oppnår en når lagring av CO_2 skjer i forlatte olje- eller gassfelt, som har demonstrert evnen til å holde på naturgass i millioner av år. Vannfylte reservoarer (aquiferer) kan også være egnet, men da må en være sikker på at reservoaret har tilstrekkelige forseglende kappebergarter. Alternativt bør avstanden fra injeksjonspunktet til områder med begrenset forseglende kappebergart være stor nok til å unngå at injisert CO_2 lekker ut av reservoaret. Utsiraformasjonen i Sleipnerområdet er et eksempel på et område som gir sikker lagring i aquiferer.

NVE har i samarbeid med Oljedirektoratet vurdert til sammen fem mulige lagringsplasser for CO_2. Dette representerer ikke en full kartlegging av alle mulige lagringsplasser for CO_2 fra Kårstø, men er det som har latt seg gjøre av vurderinger med de data som Oljedirektoratet besitter i dag. Det kan altså finnes lagringsmuligheter som er like sikre og kostnadseffektive. En full kartlegging vil imidlertid være svært kostnadskrevende, uten at en har noen garanti for at dette leder til en bedre løsning.

Følgende mulige lagringsplasser for CO_2 er vurdert og illustrert i Figur 7.

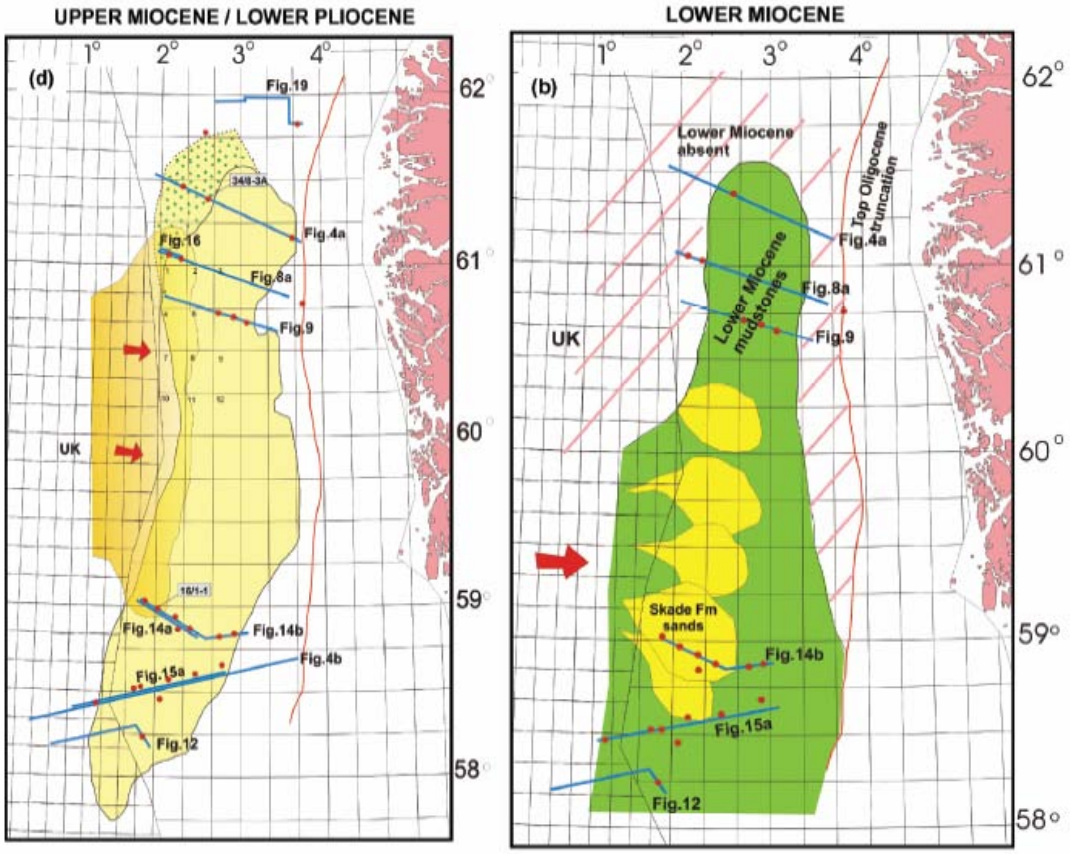


Figur 7 Vurderte lagringsalternativer for CO_2 fra Kårstø (Kilde: OD)

Heimdal er et knutepunkt for prosessering og distribusjon av gass, og består av en integrert boreproduksjons- og boliginnretning med stålunderstell, samt en ny stigerørsplattform. Heimdal har holdt på naturgass under høyt trykk over lang tid og vurderes å være et sikkert lagringsalternativ. Heimdal ligger ca. 220 km langs en potensiell rørtrasé fra Kårstø og det er trolig mulig å konvertere en produksjonsbrønn på feltet for injeksjon av CO_2. Ulempene er betydelige modifikasjonskostnader ved klargjøring for injeksjon, usikkerhet om tid for fjerning av plattformen, samt potensiell konflikt med pågående gassproduksjon.

Karmsundet: I Karmsundet ligger det et basseng med sedimentære bergarter, som Oljedirektoratet (OD) har vurdert med tanke på lagring av CO_2. I øst er det avgrenset av en stor normalforkastning med fall mot vest, mens vestgrensen har uklare geologiske egenskaper. Bassenget er delvis overdekket av skifer, men deler av de overliggende lagene er sterkt forkastet. Usikkerhet omkring forsegling og strukturens dybde tilsier at den ikke er egnet til lagring av CO_2.

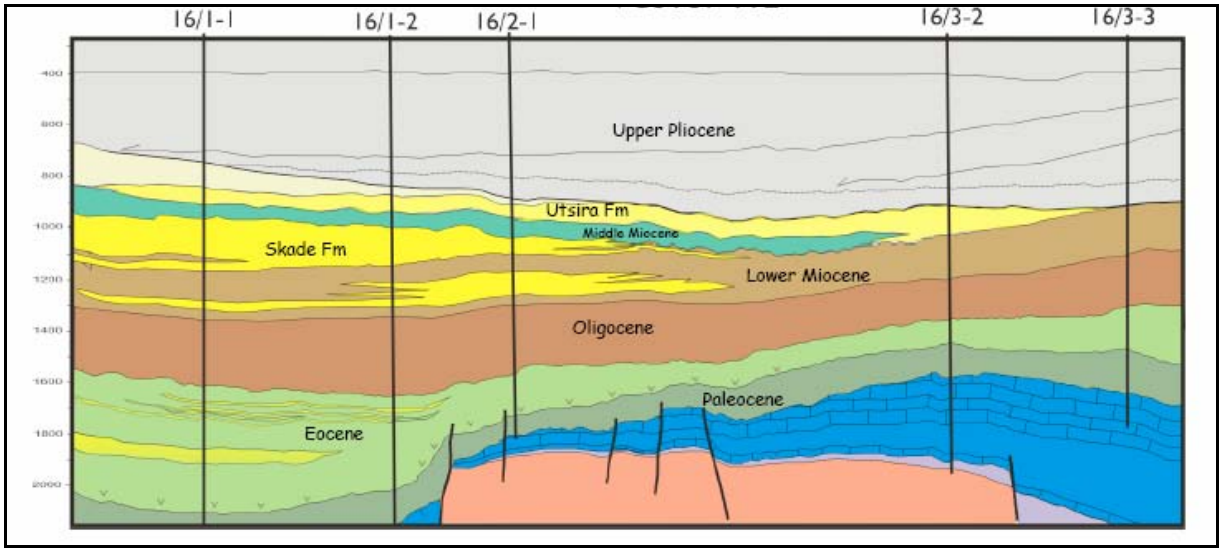
Kystnær Utsira: Oljedirektoratet har vurdert mulig injeksjon ved bruk av en havbunnsramme i Utsiraformasjonen uavhengig av Sleipner og så nær Kårstø som mulig. Utstrekningen av Utsiraformasjonen med angitte breddegrader er vist i Figur 8. En slik lagringsløsning vil innebære relativt lav transportavstand, men vil imidlertid kreve betydelig kartlegging og studier, boring og brønnintervensjon fra flyttbar rigg, styrings- og kontrollkabel fra land, og et eget overvåkningsprogram.



Figur 8 Omriss av Utsiraformasjonen til venstre og Skadeformasjonen (gult felt) til høyre[17]

Det finnes begrenset med data fra Utsiraformasjonen. Selv om de fleste brønnene i dette området av Nordsjøen er boret gjennom Utsiraformasjonen, er det ikke alltid foretatt registrering av boredata

(brønnlogging) i dette intervallet. Ut fra det OD har av data og kartlegging av Utsiraformasjonen, vil området sør for 59. breddegrad være best egnet til injeksjon og lagring av CO_2 sett i forhold til lagringssikkerhet og avstand til Kårstø.



Figur 9 Snitt av Utsira- og Skadeformasjonen i området 16/1, 2 og 3 (Kilde: [16])

Området mellom 59° og 61° er ikke studert i samme detalj, og det vil kreves inngående studier for å kunne si noe sikkert om muligheten for lagring av CO_2. I tilfelle vil trolig Skadeformasjonen være bedre egnet enn Utsiraformasjonen i dette området. Skadeformasjonen ligger under Utsiraformasjonen (se Figur 9). Den synes å ha god overdekning, men det trengs en bedre kartlegging av reservoaregenskaper og -utbredelse før en kan si noe om kapasitet og lagringssikkerhet.

For en kystnær løsning i Utsira vurderes blokk 16/3 som et fornuftig område for lagring, noe som krever et transportrør på vel 180 km. Dette gir trygghet for at formasjonen er tett, slik at en ikke behøver å investere i en brønn for å demonstrere områdets egnethet for lagring. Videre er ikke blokken for øyeblikket tildelt noen lisens, slik at en kan unngå et kommersielt grensesnitt mot en offshoreaktør.

Det kan være lokasjoner i Utsiraformasjonen nærmere land som har tilfredsstillende egenskaper for langtidslagring av CO_2, men før en kan si noe sikkert om områdene vest for Kårstø vil det kreves omfattende studier for å bekrefte eller avkrefte om dette er mulig. Det antas at det eksisterer tilstrekkelig med seismiske data som kan benyttes i en slik studie, men en ny brønn vil være nødvendig for å få tilstrekkelig datagrunnlag om reservoarets utstrekning, injeksjonsegenskaper og lukning. Preinvesteringen for et slikt prosjekt antas å ligge i området 200 – 300 mill. kr. Kostnadene, samt risikoen for at en lokasjon nærmere land ikke egner seg for langtidslagring av CO_2, gjør at OD anbefaler at det velges en lokasjon i blokk 16/2 eller 16/3 for Kystnær Utsira. Kystnær Utsira medfører behov for ekstra utredninger før full sikkerhet om egnethet, men risikoen for at løsningen skal finnes uegnet vurderes som lav.

Nordøst Frigg var et satellittfelt til Friggfeltet. Feltet ble satt i produksjon i desember 1983 og produksjonen ble avsluttet i 1993. Alle installasjonene på feltet er nå fjernet. Reservoaret er forbundet med Friggfeltet gjennom underliggende vannsone. Vanndypet er 100 meter og reservoartrykket ved nedstenging var 159 bar. Feltet er overtatt av staten, men det er vist interesse for området i tildelingsrunden (TFO) i 2006. Det er derfor usikkert når reservoaret i Nordøst Frigg kan være en

kandidat for injeksjon og lagring av CO_2. Reservoaret i Nordøst Frigg er godt kartlagt, men det vil være behov for etablering av referansedata før injeksjon av CO_2 kan starte.

Sleipner lagrer allerede CO_2 i Utsiraformasjonen, og her indikeres sikker lagring gjennom over 10 års erfaring med injeksjon og overvåking av CO_2. På dette feltet kan en sannsynligvis bruke eksisterende injeksjonsbrønn og det forventes lave ekstrakostnader forbundet med overvåkning av lagret CO_2. Transportavstanden vil være om lag 250 km fra Kårstø.

Dagens høye oljepriser tilsier at kjente forekomster av olje og gass vurderes som kommersielt attraktive for videre utvinning, noe som gjør det vanskelig å legge beslag på slike formasjoner for lagring av CO_2. Dette innebærer at NVE vurderer usikkerheten knyttet til Heimdal og Nordøst Frigg som så høy at de ikke anbefales for videre modning med tanke på lagring av CO_2 ved oppstart på Kårstø. Disse formasjonene representerer imidlertid framtidige lagringsmuligheter for CO_2.

Ut fra dette framtrer **Sleipner** som et aktuelt alternativ, dersom en i hovedsak vektlegger lavest mulig kostnad ved ren lagring og lav risiko med hensyn til oppstart av lagring. Dette forutsetter at Sleipnerlisensen forplikter seg til å ta imot CO_2 fra oppstartsdato uten urimelig høy kompensasjon. For å ha et alternativ til Sleipner, vil det også være hensiktsmessig å utrede **Kystnær Utsira** videre før en gjør konseptvalg, inkludert å arbeide videre med å studere mulighetene for lagring i Utsira og eventuelle andre formasjoner nærmere kysten, for ytterligere å redusere transportkostnader. Videre vil det være fornuftig å vurdere samordning med transport og lagring av CO_2 fra andre prosjekter, som Mongstad og Tjeldbergodden.

4.2 Transportrør

Transport av CO_2 til aktuelle formasjoner og reservoarer offshore kan foregå i rør eller med skip.

Skipstransport er mest aktuelt ved transport av mindre mengder og ved lange avstander. CO_2 fraktes da gjerne til et knutepunkt på land nærmere feltene, for opptrykking og videre transport i rør til felt for lagring eller bruk til EOR. Skipsløsninger er vesentlig mer fleksible med tanke på destinasjonssted enn rørløsninger, men krever mulighet for mellomlagring, enten ved dedikerte lageranlegg eller ved at skipene også utøver lagerfunksjonen ved lasting og lossing.

Rørtransport: CO_2 er ved normale temperaturer og trykk over 70 bar i såkalt superkritisk tilstand (en tilstand med mange likhetstrekk med en væske), og kan pumpes. Pumping er langt mindre energikrevende enn kompresjon for en gitt trykkøkning. CO_2 ved denne tilstanden har lav friksjon mot veggene inne i stålrør, og kan dermed transporteres over lange avstander med begrenset trykkfall.

For transport fra Kårstø til lagring offshore og eventuelt senere omlegging til transport til felt for bruk til EOR, vil en sannsynligvis velge rørtransport. Dette skyldes primært moderate transportavstander og redusert behov for oppvarming og opptrykking på feltet, og at mellomlagring av CO_2 unngås. Skipstransport av CO_2 er således ikke omtalt videre i denne rapporten. I arbeidet med transportrør har NVE benyttet seg av Dr. ing. Sverre Lund (Lucon) [5], samt gjort en designstudie med DNV (Det Norske Veritas) [9].

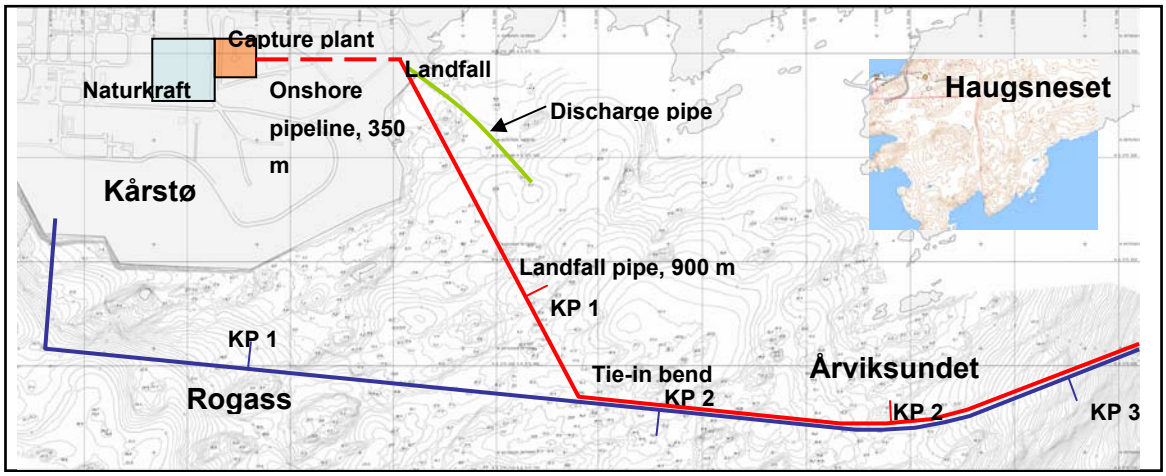
Små rørdimensjoner relativt til transportert mengde vil kunne gi store trykkfall og dermed ulemper forbundet med behov for svært høyt designtrykk og store veggtykkelser i rør. Rørdimensjonen må derfor tilpasses transportvolum og trykkbehov. En ren lagringsløsning for CO_2 vil sannsynligvis kreve relativt lave leveringstrykk offshore. Av leggetekniske årsaker vil en imidlertid i praksis velge rør som tåler et trykk på over 300 bar, selv om en ikke planlegger å operere røret ved dette trykket. Når en har gjort konseptvalg for transport og lagring, vil en tilpasse utløpstrykket fra fangstanlegget

(dimensjonering av CO_2-pumpe) i henhold til trykkfall gjennom rørledningen, uten at dette får særlig betydning for rørdesign.

Fangstanlegget vil med 85 % rensegrad produsere om lag 131 tonn/time når Naturkraft produserer for fullt. Inkludert en margin er det lagt til grunn en transportert mengde på 160 tonn/time for studiene av transportrør.

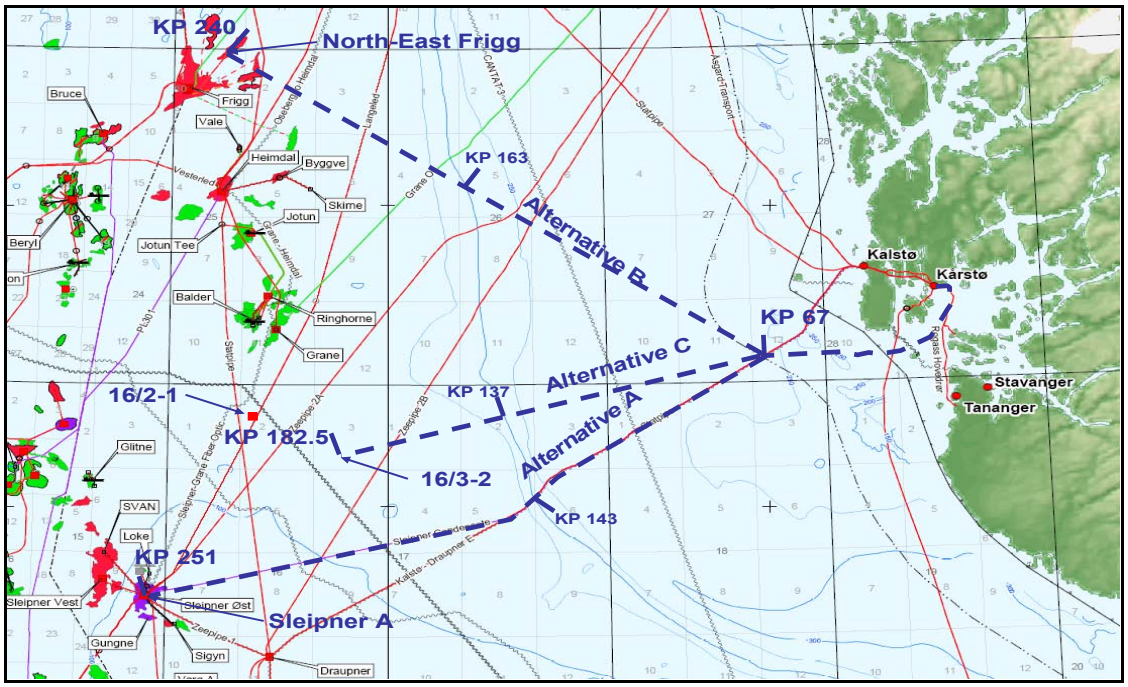
Vann i blanding med CO_2 er svært aggressivt mht. korrosjon i rørledninger av vanlig karbonstål, som er velkjente og kostnadseffektive for transport av råolje, gass og kondensat. Fjerning av vann og overvåkning av vanninnhold i CO_2-strømmen, med nedstengning dersom det er risiko for at vanninnholdet overstiger etablerte grenseverdier, vil være svært viktig for sikker drift av transportrør og injeksjonsbrønn.

Basert på vurderingene av designtrykk og transportert mengde, har NVE funnet det riktig å basere de vurderte transportløsningene på en rørdimensjon på 10" (ytre diameter), men det kan vurderes å redusere dimensjonen til 8" (ytre diameter), se Kap. 6.4.2. NVE har lagt til grunn standardstørrelser for naturgassrør ved dimensjonering av transportrørene, for å unngå kostnadskrevende skreddersøm.



Figur 10 Rørtrasé nær Kårstø (Kilde: Lucon)

Tre konsepter for lagring er vurdert i transportstudiene, nemlig Sleipner, Nordøst Frigg og Kystnær Utsira (blokk 16/3). For alle tre konseptene er det lagt til grunn en felles trasé fra Kårstø og gjennom Boknafjorden til åpent farvann om lag 67 km fra Kårstø. Denne traséen vil over noen strekninger ligge nært opp til Lyses Rogass rør, se Figur 10, og vil også ligge nær den planlagte traséen til et eventuelt gassrør til Grenland, Oslofjorden og Vest-Sverige (Gin-S-prosjektet). Dette krever god koordinering både under planlegging og gjennomføring av prosjektene. De ulike traséene er illustrert i Figur 11.



Figur 11 Alternative rørtrasèer (Kilde: Lucon)

Bunnforholdene langs de første 50 km av trasèen fra Kårstø til åpent farvann sydvest for Karmøy er vekslende med store dybdeforskjeller og tildels kompleks topografi, som gir utfordringer med hensyn til trasévalg og kostnader. Selv om enkelte av traséene til havs i Nordsjøen går gjennom områder som ikke tidligere er godt kartlagt, er bunnforholdene generelt godt kjent, med stort sett gunstig topografi, og ventes ikke å by på vesentlige overraskelser.

4.3 Fleksibilitet

NVE har fått i oppdrag å utrede en ren lagringsløsning for CO_2, som må kunne være tilgjengelig ved oppstart av fangstanlegget på Kårstø. Isolert sett bør en da kun søke å oppnå sikker og varig lagring av CO_2 til lavest mulige kostnader.

Det bør også vurderes hva som kan gjøres for å tilrettelegge lagringsløsningen for Kårstø best mulig for bruk i senere EOR-løsninger. Verdikjeder for CO_2 til EOR vil også i perioder måtte sende CO_2 til ren lagring. Slik tilrettelegging vil i stor grad innebære investeringer i framtidig fleksibilitet og denne kan deles i to hovedkategorier, nemlig:

1. **Valg av lagringssted**. Reservoar kan velges ut fra hva som gir lavest kostnader ved senere forlengelse av røret til en EOR-løsning.
2. **Valg av transportbetingelser**. En kan investere i klargjøringsanlegg og transportrør som vil kunne tilfredsstille behov i senere anvendelser for EOR med hensyn på leveringstrykk og transporterbart volum.

4.3.1 Reservoarvalg

Transportrøret fra Kårstø vil sannsynligvis bli det første transportrøret for CO_2 på sørlig del av norsk sokkel. Dersom en lykkes i arbeidet med å realisere betalingsvilje for CO_2 offshore, vil det være en stor fordel å kunne bruke dette transportrøret også i en EOR-løsning. Ettersom arbeidet med å realisere verdikjeder for CO_2 og å håndtere CO_2 fra andre kilder utvikler seg, vil en kunne samkjøre beslutningene i prosjektene for å realisere eventuelle samkjøringsgevinster.

4.3.2 Transportkapasitet

Den dimensjoneringen som fastlegges ved konseptvalg og investeringstidspunkt vil gi føringer for framtidig utnyttelse av transportanlegget. Om en har grunn til å tro at CO_2 fra Kårstø vil være aktuell for senere bruk til EOR, kan det være gode grunner for å investere i framtidig kapasitet ved overdimensjonering av rør og anlegg for klargjøring av CO_2.

Flere felter offshore vil ha behov for opp mot 5 mill. tonn CO_2 pr år for å oppnå effektive EOR-løsninger. Dette vil kreve CO_2 fra flere kilder, og Kårstø har potensial for å være et mulig knutepunkt for CO_2, særlig fra kilder på land i Norge. Størst fleksibilitet oppnås om rør og klargjøringsanlegg på Kårstø fra starten tilpasses betydelig større volumer enn det en vil få fra Naturkrafts gasskraftverk alene. Dette innebærer imidlertid betydelige ekstrakostnader uten noen garanti for at en vil få behov for en slik løsning.

Leveringstrykk på felter til EOR-formål vil variere fra om lag 70 bar (for eksempel til Volve via Sleipner) til opp mot og over 300 bar ved havoverflaten. Ved behov for høyt injeksjonstrykk vil lavt designtrykk i kompresjonsanlegg og/eller transportrør medføre kostnadskrevende pumping av CO_2 offshore.

5. Gjennomføringsplan

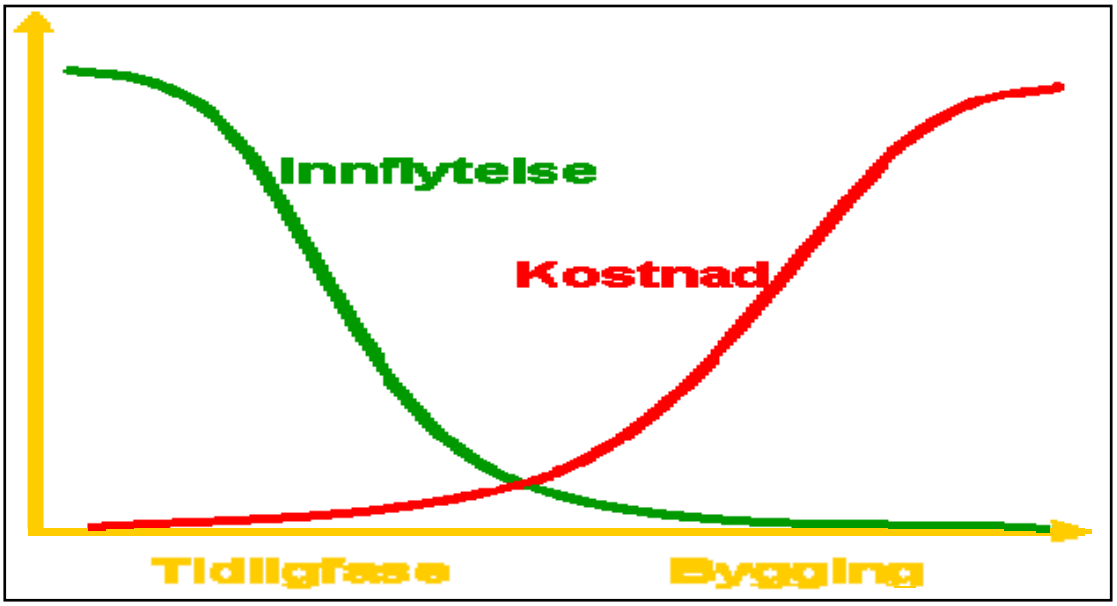
5.1 Tidsplan før investeringsbeslutning (planleggingsfasen)

En anbefalt plan for planleggingsfasen er gjengitt i Figur 13, mens de ulike aktivitetene er beskrevet i Tabell 4. Planen viser at en vil kunne tildele kontrakter for fangstanlegg, transportrør og lagringsløsning i desember 2008. Dette kan i så fall gi driftsstart årsskiftet 2011/2012.

5.1.1 Forutsetninger

Planen bygger på en rekke forutsetninger som ikke nødvendigvis vil oppfylles, og er således omfattet av usikkerhet. Av spesiell betydning i denne fasen vil være evnen til å fatte beslutninger raskt nok. Planleggingsfasen går i stor grad ut på å gjøre begrunnede valg av konsepter og snevre inn utfallsrommet for å muliggjøre en effektiv gjennomføring av prosjektet og etablering av kontrakter.

Figur 12 er ment å illustrere viktigheten av at en tar seg tid til å gjøre et skikkelig arbeid i planleggingsfasen av et prosjekt. Det er i planleggingsfasen en gjør de store valgene av design og konsept, valg som har dominerende innvirkning på endelige kostnader og ytelse. Ettersom prosjektet går inn i en gjennomføringsfase har en mindre muligheter til å gjøre om på de beslutninger som er gjort, kontrakter som er signert etc. Konsekvensen av valgene en har gjort i planleggingsfasen vil i stor grad oppleves i byggefasen.



Figur 12 Prosjektfaser og innflytelse på sluttresultat (Kilde: Lucon)

Planen gjengitt i Figur 13 tar utgangspunkt i NVEs mandat, samt en rekke forutsetninger NVE har vært nødt til å gjøre underveis. De viktigste forutsetningene beskrives her.

NVE sitt mandat spesifiserer at NVE skal ”gjennomføre og samordne en del av det forberedende arbeidet knyttet til etableringen av et renseanlegg på Kårstø innen 2009.” Det har vært en rettesnor i NVEs arbeid at målsetningen skal være å ha et anlegg i drift i løpet av 2009, sekundært så snart som realistisk mulig.

NVE har forutsatt at det for EPC-kontrakter (EPC = Prosjektering, innkjøp, bygging) velges å gjennomføre en anbudskonkurranse, for å sikre best mulige kontraktuelle betingelser med hensyn til investeringskostnader og risikofordeling, og for å tilfredsstille EØS-reglementets krav til konkurranseutsetting. Det er forutsatt at det ikke foreligger noen føring om å benytte norske teknologileverandører for CO_2-fangst.

Videre har NVE forutsatt at det ikke stilles krav til at prosjektet skal bidra til teknologiutvikling og testing av nye konsepter utover det aktuelle leverandører selv kan tenke seg å legge til grunn for en EPC-kontrakt med akseptabel risikofordeling i dag. Å bygge et fullskala fangstanlegg på Kårstø med dagens teknologi i en skala ti ganger større enn det som har vært gjort hittil innebærer i seg selv en stor utfordring og risiko for forsinkelser. Teknologikvalifisering, og aktiviteter for å redusere risiko og øke kunnskapen om dagens løsninger vurderes som relevant for dette prosjektet.

Det forutsettes også at Regjeringen vil ha behov for et godt utredet beslutningsgrunnlag for å kunne ta endelig stilling til en investering. Det vil være et krav at prosjektet gjennomføres på en kontrollert måte og med et akseptabelt risikonivå. Skal en nå realisering i årsskiftet 2011/2012 må prosjektdirektør og prosjektmedarbeidere som mobiliseres også vurdere den beskrevne planen som fornuftig og gjennomførbar.

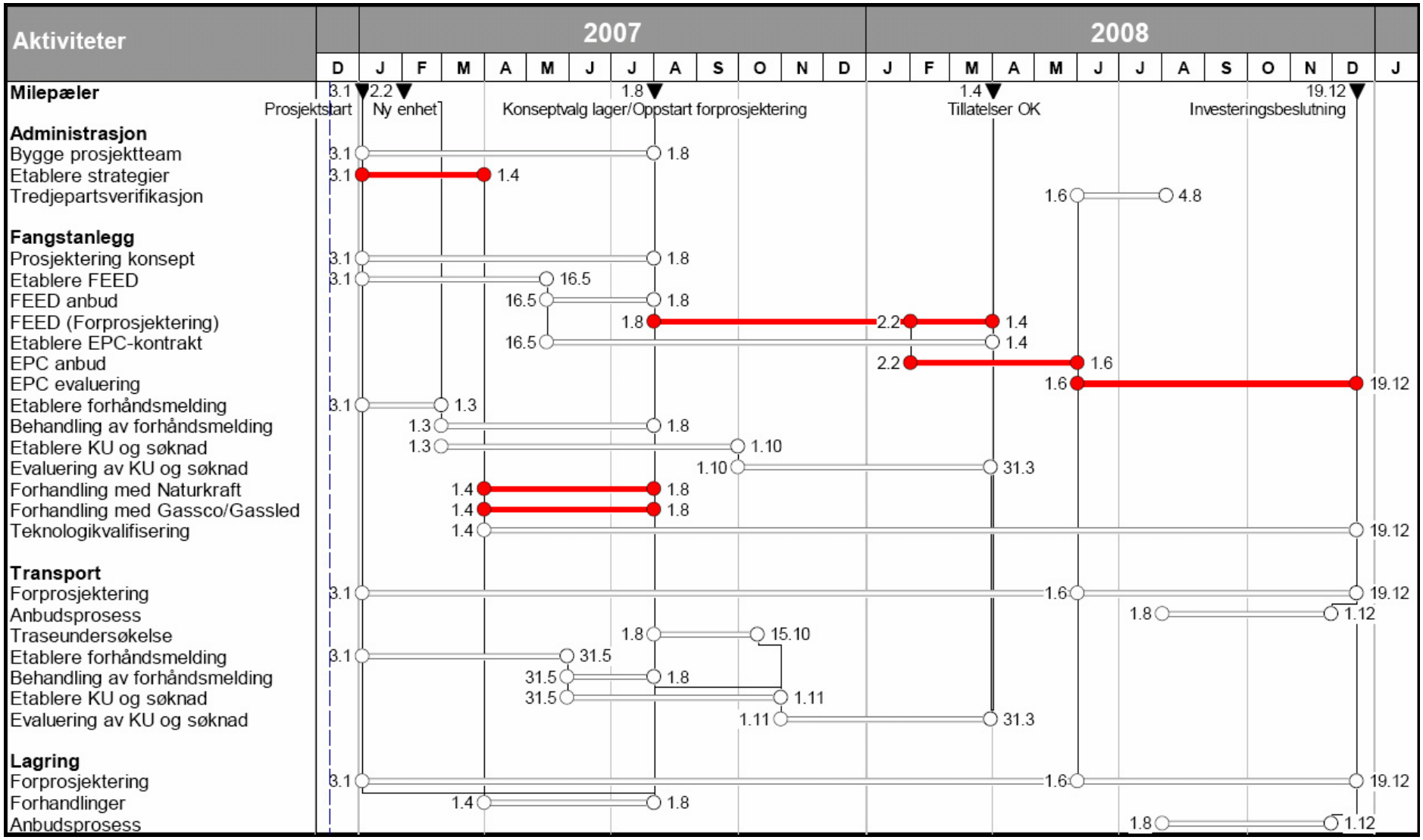
NVE har ikke forutsatt en bestemt anskaffelsesstrategi og gjennomføringsstrategi i dette arbeidet, men i stor grad overlatt disse vurderingene og valgene til neste fase av prosjektet. Den beskrevne planen er søkt utformet minst mulig avhengig av disse valgene, selv om det har vært nødvendig å gjøre noen forutsetninger. Slike strategier bør fastlegges så tidlig som mulig i neste fase av prosjektet.

5.1.2 Beskrivelse

Planen er laget med basis i at prosjektdirektør og prosjektpersonell mobiliseres fra årsskiftet 2006/2007. Denne organisasjonen vil bruke en del tid på å mobilisere og gjøre seg opp sine oppfatninger om prosjektet og hvordan det skal gjennomføres. Det må etableres en gjennomføringsstrategi før en starter drøftinger med mulige teknologileverandører og mot andre aktører. Konseptstudier må videreføres som grunnlag for en del tekniske valg forut for forprosjekteringen. Det må etableres spesifikasjoner og anbudsdokumenter for forprosjektering, slik at det kan gjennomføres en anbudsrunde mellom aktuelle teknologileverandører. Før start av forprosjekteringen bør en ha gjennomført grundige drøftinger og ideelt sett skrevet avtaler med omkringliggende virksomheter. Selve forprosjekteringen er anslått til å ta om lag åtte måneder. Parallelt med forprosjekteringen bør en utarbeide selve EPC-kontrakten for bygging av fangstanlegget. Forprosjekteringen bør ende opp i en anbudsrunde for denne kontrakten. Under evalueringsfasen for EPC-kontrakten bør det også gjennomføres en tredjepartsevaluering av prosjektgrunnlaget, for å legge til rette for beslutning om bevilgning av penger og gjennomføring av prosjektet.

Parallelt med prosjektering av fangstanlegg må det gjøres prosjekteringsarbeide og konseptvalg for løsning for transport og lagring. Arbeidet med å innhente myndighetstillatelser må også pågå i den samme fasen, for å forhindre at dette arbeidet havner på kritisk linje.

Planleggingsfasen bør også utnyttes for å gjennomføre teknologikvalifisering, for å skaffe seg best mulig innsikt og kjennskap til aktuell teknologi.



Figur 13 Plan for planleggingsfasen

Tabell 4 Forklaring av aktiviteter i planleggingsfasen

Aktivitet	Delaktiviteter	Forutsetninger	Avhengigheter
Fellesaktiviteter			
Bygge prosjektorganisasjon	Rekruttering og innleie av personell Etablering av samarbeid med andre aktører Eventuell utsetting av ansvar til operatører Avklaring av forhold til oppdragsgiver Etablering og konstituering av juridisk enhet Lagbygging og kompetanseoppbygging	Prosjektleder på plass til nyttår Rask mobilisering av medarbeidere Ryddighet ift. anbud Nært samarbeid med eier Tilgjengelig finansiering	OED sitt forarbeid Mulighetsstudie (NVE)
Etablere strategier	Gjennomføringsstrategi, inkludert: Anskaffelsesstrategier Forhandlingsstrategier Dimensjonering av organisasjon Teknologistrategi Etablere prosjektplan Etablere budsjett Etablere risikostyring	Beslutningsevne	Nøkkelpersoner mobilisert Avklart mandat og myndighet
3. parts verifikasjon	Anbudsrunde (prosjekteier) Gjennomgang av organisering Gjennomgang av dokumentasjon Intervjuer med nøkkelpersoner Rapportering til eier	Konfidensialitet	Oversikt over EPC anbud Avtaler med grensesnittene Organisasjon for gjennomføring etablert

Aktivitet	Delaktiviteter	Forutsetninger	Avhengigheter
Delprosjekter (fangst, transport, lagring)			
Videreføring av konseptstudier og forprosjektering	Etablere arbeidsomfang og basis for design Etablere kontrakt Kontakt med leverandører Anbudskonkurranse Gjennomføring av forprosjektering		Mulighetsstudie (NVE) Avklarte strategier Avtaler på tvers av grensesnitt
EPC-kontrakt	Etablere arbeidsomfang og designbasis Etablere spesifikasjoner Etablere kontrakt Kontakt med leverandører Anbudskonkurranse og evaluering Avklaring og forhandling		Forprosjekt ferdigstilt
Myndighetsbehandling	Utarbeide forhåndsmelding Utarbeide konsekvensutredning Utarbeide søknad om utslippstillatelse Oppfølging av myndighetene	Avklaring av lovgrunnlag	Juridisk enhet operativ Lagringsløsning avklart (før innlevering av KU og søknad)
Forhandlinger	Forhandlinger med Naturkraft Forhandlinger med Gassco/Statoil/Gassled Forhandling med Sleipner (evt. andre)	Modenhet hos motpart Klart mandat	Mål og strategi for forhandlinger etablert Alternativer analysert
Teknologikvalifisering	Forsøk i pilotanlegg/testanlegg Gjennomgang av dokumentasjon Fabrikkbesøk og innsamling av erfaring	Tilgang til testanlegg Samkjøring med andre prosjekter Innsnevret antall leverandører	Teknologistrategi Anskaffelsesstrategi
Trasèundersøkelse	Anbudsprosess Mobilisering av fartøy Analyse av måledata	Mulig trasè identifisert	Væravhengighet

5.2 Tidsplan etter investeringsbeslutning (gjennomføringsfasen)

Det er etablert en gjennomføringsplan basert på innspillene fra teknologileverandørene og M.W. Kellogg sine vurderinger basert på erfaring med større utbyggingsprosjekter på Kårstø. Planen er gjengitt i Figur 14, og forventes ikke å variere betydelig mellom ulike teknologileverandører. For å illustrere usikkerheten knyttet til oppstart av gjennomføringsfasen og for å gjøre planen mer anvendelig er den ikke knyttet til kontraktssignering ved en gitt dato. Gitt at planene i Figur 13 og Figur 14 følges vil CO_2 fra Kårstø kunne fanges og lagres fra årsskiftet 2011/2012.

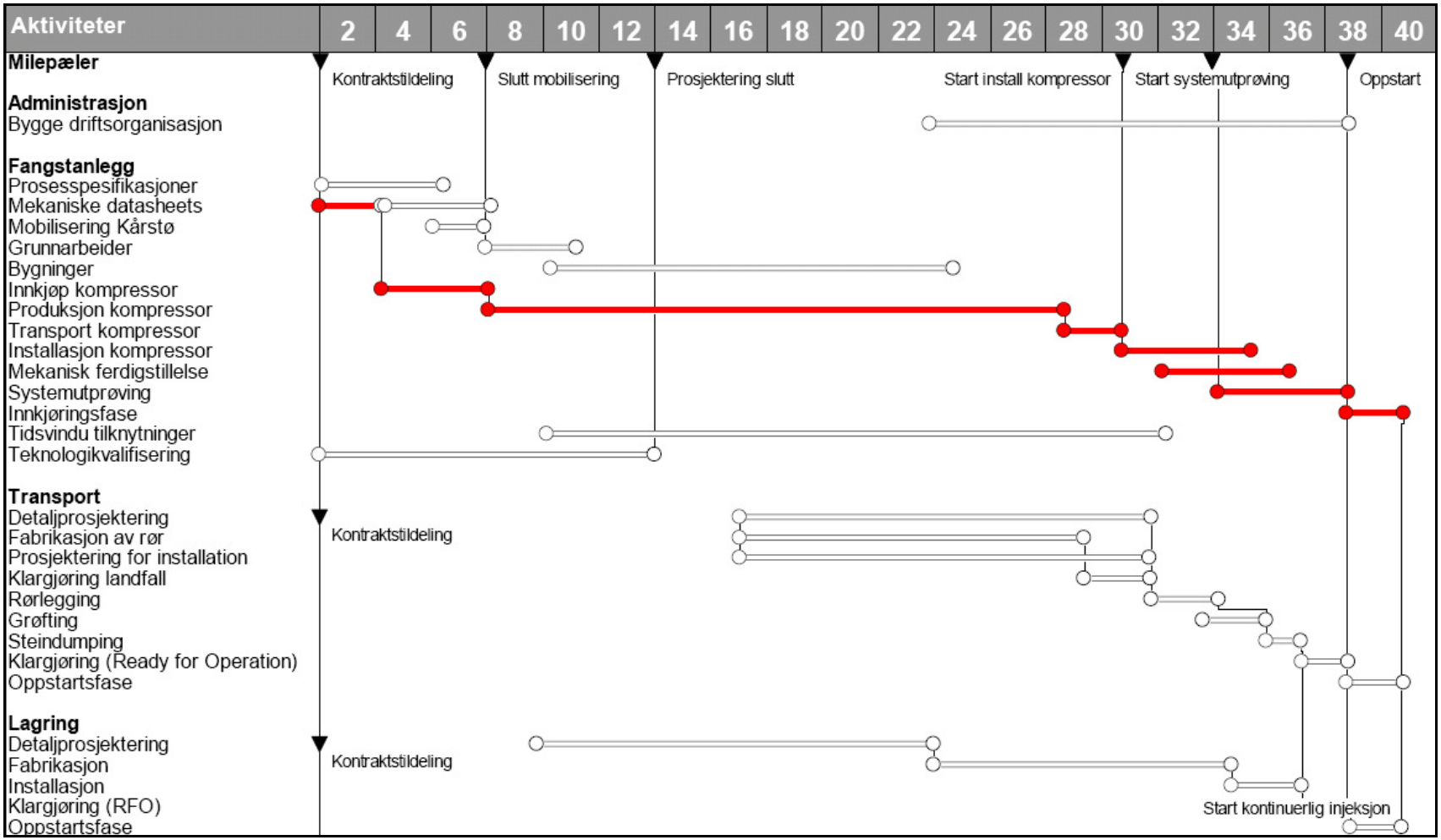
Varigheten av gjennomføringsfasen vurderes å være bestemt av bygging av fangstanlegget, det synes å være slakk i planene for transportløsning og lagringsløsning i forhold til ferdigstillelse samtidig med fangstanlegget. Å ha noe bedre tid i forhold til løsningene for transport og lagring og de marine operasjonene de krever vil ofte innebære at en kan oppnå en mer kostnadseffektiv gjennomføring (lavere kontraktspris, billigere å gjøre endringer underveis), ettersom en kan bestille stål tidlig og kontraktørene kan være fleksible i forhold til værforhold, andre inngåtte kontrakter etc.

Fangstanlegget vil være avhengig av å gjøre tilknytninger (tie-ins) mot gassprosesseringsanlegget og mot gasskraftverket på Kårstø. Mange av disse tilknytningene vurderes som mulig å gjennomføre uten full stans i gassprosesseringsanlegget, men noen systemer (spesielt eventuelle tilknytninger til naturgass og fakkel) vil kunne kreve dette. Tilknytning til kraftverket sin skorstein vurderes som spesielt krevende, ettersom dette vil ta en del tid, og bør koordineres nøye mot Naturkraft. Tidsvinduet der tilknytningene bør foregå er angitt i Figur 14, og den første fulle stansen for revisjon av gassprosesseringsanlegget er planlagt til 2010 (noe som synes å kunne passe, gitt at prosjektet gjennomføres som angitt i denne rapporten).

Det styrende for planen for fangstanlegget synes å være prosjektering og anskaffelse av CO_2-kompressor. I et marked preget av høy etterspørsel etter materialer og mekanisk utstyr er leveringstider skissert av utstyrleverandører for kompressor om lag 22 mnd, eksklusiv transport. Dette vil være styrende for byggefasen på Kårstø, men det er også andre typer utstyr med lang leveringstid som vil kunne bli kritisk i forhold til gjennomføring (slik som store sjøvannsvarmevekslere i titan).

Det er en forutsetning for gjennomføringsplanen at prosjektet får ønsket tilgang for bemanning, utstyr og til lagerområder etc. slik at en kan gjennomføre en effektiv byggeprosess. Konstruksjonsfasen i delprosjektene transport og lagring, samt levering av store moduler til Kårstø, er vær- og sesongavhengig, og planleggingen av gjennomføringsfasen må ta hensyn til dette.

Det er planlagt med en systemutprøvingsfase på fem måneder, etterfulgt av en oppstarts- og innkjøringsfase på om lag to måneder. Det er betydelig usikkerhet knyttet til at dette anlegget er det første av sitt slag, noe som gjerne leder til mange utfordringer som må håndteres under systemutprøving og oppstart. Skillet mellom disse to aktivitetene vil ikke nødvendigvis være klart. Det vil også gå tid mellom oppstart av fangst av CO_2 på Kårstø og tidspunktet for når man er i stand til å lagre denne ute på sokkelen, fordi oppstarten må gjøres trinnvis. Aktivitetene i planen er beskrevet i Tabell 5.



Figur 14 Plan for gjennomføringsfasen

Tabell 5 Forklaring av aktiviteter i gjennomføringsfasen

Aktivitet	Delaktiviteter	Forutsetninger	Avhengigheter
Fellesaktiviteter			
Bygge driftsorganisasjon	Rekruttering og innleie av personell Etablering av samarbeid med andre aktører Eventuell utsetting av ansvar til operatører Lagbygging og kompetanseoppbygging	Avtale om evt. samordning av drift	Videreføring av prosjektorganisasjon
Delprosjekter (fangst, transport, lagring)			
Detaljprosjektering	Prosesspesifikasjoner Mekaniske datasheets		Kontraktstildeling
Fabrikasjon		Tegninger fra prosjektering	Prosjektering ferdigstilt
Installasjon		Materialer og tegninger	Prosjektering ferdigstilt
Mekanisk ferdigstillelse			Installasjon ferdigstilt
RFO, systemutprøving			Systemer mekanisk ferdigstilt
Oppstart			Systemutprøving
Marine operasjoner	Grøfting Rørlegging Steindumping	Trasèundersøkelse Anskaffelse av rør Tilkomst Kårstø	Prosjektering ferdigstilt
Tie-in vindu		Stans hos Naturkraft/Gassco	Prosjektering av tie-ins ferdigstilt
Teknologikvalifisering		Teknologistrategi	Kontraktstildeling

5.3 Usikkerheter i tidsplan

De beskrevne planene, både for planlegging og gjennomføring, hviler på en rekke forutsetninger som ikke nødvendigvis vil innfris. Dette medfører at planene er følsomme i forhold til slike endringer. Noen av de viktigste avhengighetene vil beskrives her (se også Kap. 9).

Aktivitetene som ligger på kritisk linje i prosjektet (illustrert med rød farge i Figur 13 og Figur 14), vil ved forsinkelse gi en direkte forsinkelse for prosjektet som helhet.

Forsert planleggingsfase. Målet om oppstart av fangst og lagring av CO_2 i løpet av 2009 har veid tungt for NVE i arbeidet som er gjennomført. Gitt hvor prosjektet står i dag, vurderes dette ikke å være realistisk, selv om en forutsetter svært høy risikovilje og sjenerøse økonomiske rammer. NVE har vurdert mulighetene for en forsert planleggingsfase med et potensial for å kutte ned planleggingsfasen med opptil 8 måneder. En slik plan vil blant annet forutsette følgende

- Svært rask mobilisering og organisering av prosjektteam
- Forprosjektering presses ned mot 6 måneders varighet
- En gjennomfører ikke en 3. parts verifikasjon før investeringsbeslutning
- Den politiske beslutningen om å bevilge penger til gjennomføring av prosjektet må gjøres på et betydelig svakere teknisk grunnlag

Tidlig valg av kontraktører og leverandører kan bidra til å korte inn planleggingsfasen i prosjektet. Til gjengjeld gir man avkall på konkurranse om de ulike oppdragene, og øker sjansen for å oppnå dårligere kontraktspriser og risikofordeling mellom aktørene enn det som kunne vært mulig. Forprosjektering kan kjøres med flere leverandører i parallell, med fastpristilbud på EPC-kontrakt som produkt. Dette medfører dyrere forprosjektering, men kan spare noe tid på grunn av mer parallelle aktiviteter.

Det krever også at en rekke av de andre aktivitetene gjennomføres raskere enn i basisalternativet, noe som øker risiko, både for å pådra seg ekstrakostnader og for å ikke greie å overholde planen. Tidsnød under forhandlinger med omkringliggende virksomheter kan også være en betydelig ulempe. NVE fraråder prosjektgjennomføring etter en slik plan.

Lange leveringstider på utstyr vil spille en stor rolle for gjennomføringsplanen. Markedet er inne i en periode med høykonjunktur og høyt press på utstyrleverandører og det er vanskelig å anslå og sikre forpliktende leveringstider for prosessutstyr i konkurranse med andre prosjekter. Planen som er skissert i Figur 14 vurderes å angi en realistisk leveringstid for CO_2-kompressor, der det er mulighet for både raskere og senere bestilling, produksjon og transport. Tilsvarende vil gjelde for andre utstyrsenheter med lang leveringstid.

For å redusere total varighet av gjennomføringsplanen kan byggherren velge å kjøpe inn utstyr tidlig, som overføres til byggekontraktøren. Et slikt innkjøp vil måtte gjøres basert på data fra forstudie, uten at detaljprosjektering er gjennomført, og vil således innebære økt risiko for kostbare feil og mangler. Denne risikoen må veies opp mot verdien av raskere prosjektgjennomføring.

I tilfellet CO_2-kompressor vil en teoretisk kunne oppnå en besparelse på opp mot 6 måneder i gjennomføringsfasen. Dette vil imidlertid sannsynligvis medføre at andre anleggskomponenter blir bestemmende for total gjennomføringstid, slik at også disse må bestilles før detaljprosjektering, eventuelt at en må akseptere en mindre tidsbesparelse enn 6 måneder.

Teknologikvalifisering reduserer risiko i prosjektet, og øker muligheten for å styre den risiko som er identifisert. De skisserte planene tillater gjennomføring av de teknologikvalifiseringsaktivitetene som er vurdert som de viktigste for prosjektet. Dersom en ønsker å redusere risiko ut over dette, kan dette bety at teknologikvalifisering havner på kritisk linje for planen, noe som vil forsinke gjennomføring av prosjektet som helhet.

Tilknytninger til omkringliggende anlegg innebærer også utfordringer som potensielt kan forsinke prosjektet. En er avhengig av å identifisere en relativt lang tidsperiode der gasskraftverket må være ute av drift for å kunne knytte seg til kraftverkets skorstein. Videre er en potensielt avhengig (spesielt dersom anlegget skal benytte naturgass) av å gjøre tilknytninger i en full revisjonsstans, den neste på Kårstø er planlagt til 2010. Konsekvensene (for framdrift og eventuelt kostnad) av å ikke få gjort tilknytninger i rett tid er potensielt svært store.

Økt arbeidsomfang kan også forsinke prosjektet. På samme måte kan begrensning i prosjektets tillatte aktivitetsnivå på Kårstø potensielt gi betydelige forsinkelser.

Forsinkede politiske beslutninger. Da prosjektet er helt avhengig av statlig finansiering og statlige beslutninger om videreføring, vil forsinkelser i disse beslutningene kunne påvirke prosjektets fremdrift betydelig.

Mobilisering og byggherrekompetanse. Fremdriftsplanene krever det at det relativt hurtig bygges opp en kompetent prosjektorganisasjon for å drive prosjektet videre med tilfredsstillende kvalitet. Dersom dette ikke skjer innebærer det forsinkelser.

Myndighetsbehandling kan potensielt havne på kritisk linje for prosjektet. Dette kan forårsakes av at eksisterende usikkerheter om hvilke lovverk prosjektet skal behandles etter ikke ryddes av veien, eller dersom forurensingsmyndighetene vurderer de beskrevne utslippene til luft som et alvorlig problem.

6. Kostnadsestimater

6.1 Om kostnadsestimering

En vesentlig del av NVEs oppdrag har vært å etablere pålitelige kostnadsestimater. Som grunnlag for disse estimatene er det gjennomført omfattende tekniske studier.

Det tekniske grunnlaget for de ulike estimatene er på et slikt nivå at nøyaktigheten i estimatene, etter at et påslag er gjort for usikkerhet (Contingency), er vurdert til +/- 40 %, med noe variasjon mellom de ulike elementene. Dette er et normalt usikkerhetsnivå for det stadium dette prosjektet har nådd.

Dette betyr ikke at kostnader for investering og drift ikke kan bli høyere. Estimatene hviler på en del sentrale forutsetninger. Dette kan gjelde tilgang til arbeid på Kårstø som muliggjør rasjonell prosjektgjennomføring, at ikke konsepter og arbeidsomfang endres betydelig underveis, gode kommersielle avtaler med andre aktører etc. Sannsynligheten for kostnadsoverskridelser er langt høyere enn sannsynligheten for kostnadsreduksjoner dersom de sentrale forutsetningene skulle vise seg å ikke slå til.

Ved gjennomføring av prosjekter er det en nær sammenheng mellom tid og kostnad. Ambisiøse gjennomføringsplaner krever ofte blant annet:

- Økt behov for parallellitet mellom ulike aktiviteter
- Raskere gjennomføring av de enkelte aktivitetene enn normalt
- Bruk av mer ressurser per aktivitet enn det som er kostnadsoptimalt, samt bruk av overtid, arbeid i ferieperioder etc.
- Bestilling av utstyr med lang leveringstid på et unormalt tidlig tidspunkt i prosjektet, med risiko for kostbare justeringer

Disse faktorene øker risikoen for at det gjøres feil og at arbeid må gjøres på nytt. Dette krever igjen økt press på tilgjengelige ressurser og behov for økt parallellitet og behov for ytterligere akselerasjon av gjennomføring av aktiviteter. Dersom et prosjekt først begynner å havne etter plan med store behov for å gjøre arbeid på nytt, er potensialet for økte kostnader svært høyt. Dette krever et bevisst forhold til om en primært er styrt av tid (oppstartsdato), kvalitet (funksjon, sikkerhet, utslipp) eller penger (kostnader, nåverdi). NVE har lagt til grunn et gjennomføringsløp som bør unngå store ekstrakostnader som følge av for rask planlegging og gjennomføring. Samtidig er ønsket om oppstart av anlegget så raskt som mulig tillagt stor vekt. De presenterte kostnadene er knyttet til gjennomføring som beskrevet i planene i Figur 13 og Figur 14.

Estimatene som gjengis nedenfor er basert på dagens (2006) marked for materialer, utstyr og personell. Et økt press i de ulike markedene vil medføre høyere kostnader knyttet til de ulike kostnadselementene, og kan potensielt øke både investerings- og driftskostnader betydelig. På samme måte kan en bevegelse i retning av lavkonjunktur medføre betydelige kostnadsbesparelser for prosjektet.

Det er også viktig å være bevisst på forskjellen mellom estimerte kostnader og oppnådde priser. Spesielt for kontrakten om å bygge et fangstanlegg vil leverandørene kunne ha ulike strategiske vurderinger av nytten og risikoen knyttet til å etablere det som kan bli det største anlegget av sitt slag i verden. Dette kan lede leverandørene til å tilby bygging

til en betydelig lavere eller høyere kontraktspris enn de estimerte kostnadene. Denne effekten er det svært vanskelig å få et grep om inntil en er i reelle forhandlinger med leverandørene om etablering av anlegget, noe som fører til ytterligere usikkerhet om hvorvidt kostnadsestimatene vil reflektere de endelige prosjektkostnadene.

Det er også en sammenheng mellom kontraktspris og risikofordeling mellom kontraktspartene. Dersom en ønsker at kontraktørene skal påta seg betydelig risiko i forhold til gjennomføringstid, anleggets ytelse og utslipp osv., vil dette normalt reflekteres i en høyere kontraktspris (investeringskostnad). Desto større krav til garantier fra leverandørene som blir stilt fra byggherren, desto høyere vil hver enkelt leverandør prise sin kontrakt for å dekke opp den økte risikoen. Estimatene presentert under er basert på kostnadsestimater utarbeidet av mulige fremtidige leverandører, og inkluderer ikke påslag for leverandørgarantier utover det som er normalt for større prosessanlegg i dag (garanti av nøkkelverdier (rensegrad, forbruk av energi, utslipp) basert på garantitester).

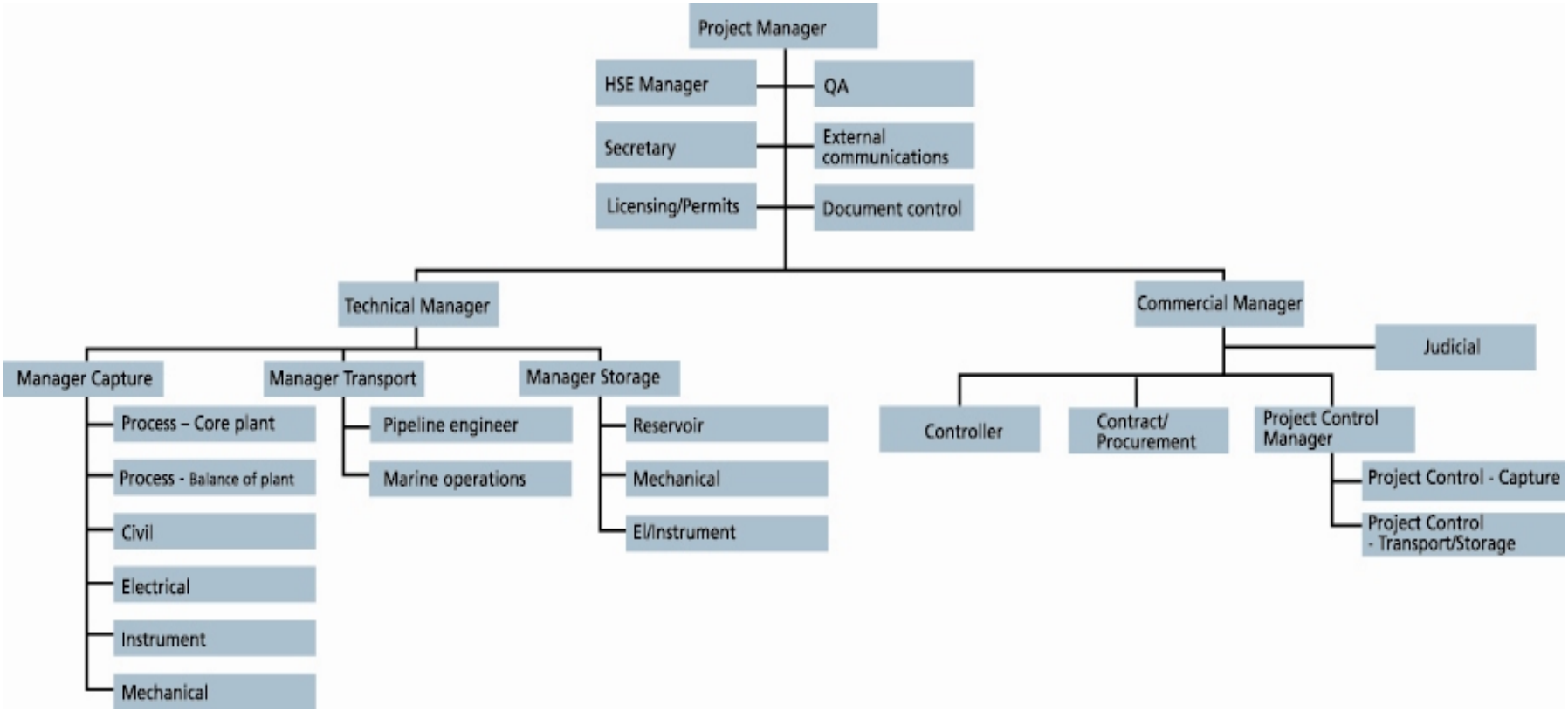
6.2 Kostnader i planleggingsfasen

Tidsplanen for planleggingsfasen (tiden fra nyttår 2006 frem til endelig investeringsbeslutning) er vist og beskrevet i Kap. 5.1. Kostnadene i planleggingsfasen vil i hovedsak være knyttet til bemanning og til eksterne tekniske studier (forprosjektering), og dekker alle tre delprosjektene (fangst, transport, lagring). For kostnadsestimatet for planleggingsfasen er det lagt til grunn en organisasjon som krever om lag 30 årsverk som bør være mobilisert i løpet av de åtte første månedene av planleggingsfasen (se Figur 15). Planleggingsfasen er beregnet til å vare i om lag 2 år. Kostnadsestimat for denne fasen er gjengitt i Tabell 6.

Tabell 6 Kostnader i planleggingsfasen (mill. kr)

Kostnadselement	Estimat (mill. kr)	Kommentar
Bemanning	110	Prosjektorganisasjon
Studier	165	Inkluderer forprosjektering, trasè-undersøkelser, KU og kvalitetssikring
Usikkerhet	55	
Sum	**330**	

Den viktigste forutsetningen for estimatet for planleggingsfasen er at denne fasen gjennomføres som beskrevet i Kap. 5. En raskere gjennomføring kan gi noe sparte kostnader både på bemanning og eksterne studier, men vil medføre risiko for betydelig økte kostnader i gjennomføringsfasen (se også Kap 5). Dersom en ønsker å gjøre parallelle forstudier av fangstanlegg med flere teknologileverandører, må estimatet økes med anslagsvis 40-50 mill. kr per leverandør. Et eksempel på hvordan en fullt oppbemannet prosjektorganisasjon kan se ut er vist i Figur 15.



Figur 15 Eksempel på organisasjonskart for full bemannet prosjektorganisasjon

6.3 Fangstanlegg

6.3.1 Investeringskostnader

Investeringskostnadene for et fangstanlegg tilpasset CO_2-utslippene fra Naturkraft sitt gasskraftverk på Kårstø består i hovedsak av EPC-kontrakten for etableringen av fangstanlegg inkludert tørking og kompresjon av CO_2 for transport. Videre inkluderer investeringskostnaden klargjøring av tomt på Kårstø, nødvendige tilknytninger til gassprosesseringsanlegget og til kraftverket og kompensasjon for nødvendige tjenester som må kjøpes av gassprosesseringsanlegget og kraftverket i byggefasen. Til slutt tilkommer også byggherrens kostnader med å administrere prosjektet, inkludert teknologikvalifisering, oppbygging av driftsorganisasjon etc. og et prosentvis tillegg for usikkerhet.

Estimatet for investeringskostnader er høyt sammenlignet med tidligere publiserte estimater for fangstanlegg for CO_2. Dette skyldes i hovedsak følgende faktorer:

- Priser er innhentet i dagens marked (2006), som er preget av høy aktivitet og høye priser
- Estimatet er basert på erfarte bemanningskostnader og produktiviteter på Kårstø. Kårstø er og vil være en krevende byggeplass, med høye krav til sikkerhet og koordinasjon mot andre aktiviteter
- Det er inkludert påslag for usikkerhet som reflekterer det stadiet prosjektet har nådd per i dag
- NVE har stilt krav til regulariteten for fangstanlegget

EPC-kontrakt

Totalkostnaden for EPC-kontrakten er basert på tekniske studier med fire teknologileverandører. Det er interessant å merke seg at kostnadsestimatene fra de forskjellige leverandørene er relativt like, noe som kan tilskrives at prosessene er relativt like og i all hovedsak består av allerede kjente komponenter. Estimatene utarbeidet av teknologileverandørene er basert på kostnader for 3. kvartal 2006, og er videre bearbeidet av M.W. Kellogg og NVE.

Arbeidet innenfor kontrakten omfatter detaljprosjektering, innkjøp, bygging, ferdigstillelse og oppstart av anlegget. Arbeidsomfanget er i stor grad begrenset til arbeidet som utføres innenfor tomten som er tildelt fangstanlegget, men inneholder etablering av røykgasskanal fra Naturkraft sin skorstein.

Tie-ins (tilknytninger)

Denne delen av investeringskostnadene inkluderer blant annet klargjøring av tomten der fangstanlegget skal stå. Videre omfatter den tilknytning av alle rørføringer (damp, kondensat, sjøvann, ferskvann, avløp etc.) til fangstanleggstomten, samt tilsvarende tilknytninger til eksisterende anlegg for elektrisk kraft og kontroll- og sikkerhetssystemer (se Kap. 3.10 for flere detaljer).

Kjøp av tjenester

Prosjektet vil ha behov for kjøp av tjenester fra omgivelsene i byggefasen. Det er lagt til grunn en månedlig kompensasjon til gassprosesseringsanlegget for tjenester som lagerareal/verksted, lagertelt, vei, kai, vakttjeneste, sikkerhetskurs, kommunikasjonssystemer, radio, transformatorer for byggestrøm, kontorrigg, avfallshåndtering, bemanning, boligformidling, leie av utstyr, leie av camp og hybler, kantine, drift av porter med mer som benyttes i denne fasen. Støtten vil kjøpes fra Statoil TSP, fra Naturkraft og fra andre involverte aktører (som Vedlikeholds- og modifikasjonskontraktøren på gassprosesseringsanlegget, for tiden Vetco Aibel). Kostnadene er anslått av NVE til om lag 3 mill. kr for hver måned prosjektet har byggeaktivitet på Kårstø.

Byggherrens administrasjon

Byggherren vil ha behov for en fullverdig prosjektorganisasjon for å følge opp byggeprosessen og

ivareta sine interesser. Mot slutten av byggeperioden og over mot fasen med systemutprøving, oppstart og drift vil byggherren også måtte etablere en driftsorganisasjon som må mobiliseres og læres opp (og lønnes) i god tid før oppstart av anlegget. Videre har byggherren kostnader knyttet til teknologikvalifisering, eventuelle eksterne studier etc. Denne delen av estimatet bygger på et prosentvis påslag på 5 % på investeringskostnadene. Det antas at staten er selvassurandør og kostnader forbundet med forsikring i byggefasen er ikke medregnet i dette estimatet.

Usikkerhet og prosjektreserve

I tidlige faser av et prosjekt (som denne rapporten representerer) vil en erfaringmessig ikke ha identifisert alle kostnadselementer som vil påløpe i prosjektet. For å dekke opp for disse kostnadene (som ikke er identifisert men som forventes påløpt) inkluderes et tillegg for usikkerhet i estimatet. I dette prosjektet er det valgt å benytte en relativt høy sats for usikkerhet (20 %), som følge av at prosjektet fortsatt krever en god del modning, og for å reflektere at prosjektet krever kvalifisering av teknologi. Videre har en mulighet for å legge til en prosjektreserve for å dekke kostnader som ikke er identifisert og som heller ikke forventes påløpt. Dette kan en gjøre for å skaffe seg et handlingsrom dersom noen av de sentrale forutsetningene for prosjektet skulle vise seg å ikke oppfylles. NVE har ikke lagt til noen prosjektreserve i disse estimatene, men anbefaler at dette vurderes nøye ved videre gjennomføring av prosjektet.

Forutsetninger

- Rensegrad 85 % basert på beskrevet eksosstrøm fra Naturkraft
- Anlegg er designet for 25 år teknisk levetid
- Anlegget skal kunne være i 2 års kontinuerlig drift uten omfattende stans for vedlikehold
- Anlegget skal ha en oppetid/tilgjengelighet på 97 % (forutsatt at gasskraftverket har en jevn produksjon på full last)
- Utløpstrykk for CO_2 på 300 bar (konservativt anslag)
- Grensesnitt som beskrevet i Kap. 3 (inkludert HMS-krav som for gassprosesseringsanlegget)
- Timerater og produktiviteter basert på erfarte data fra tidligere byggeprosjekter på Kårstø
- Effektiv tilgang til byggeplass på Kårstø
- Ingen store endringer i designbasis og arbeidsomfang for prosjektet etter kontraktstildeling

Estimatet for investeringskostnader for fangstanlegget er vist i Tabell 7.

Tabell 7 Investeringskostnad fangstanlegg

	Kostnad (Mill. kr)	Andel (%)	Kommentar
EPC-kontrakt	2260	65	Basert på studier med teknologileverandørene
Tilknytninger	450	13	Estimert av M.W. Kellogg
Kjøp av tjenester	90	3	
Byggherrens administrasjon	130	4	Inkluderer opplæring, rekruttering, oppfølging av kontrakter, Factory Acceptance tests etc.
Usikkerhet	530	15	Ny teknologi, tidlig prosjektfase
Sum	**3460**	**100**	

Egenproduksjon av damp
Det er utført en studie av muligheten for å produsere egen damp, som et alternativ til å kjøpe denne fra kraftverket. Studien er en forenklet studie, i den betydning at det ikke er tatt hensyn til fangst og lagring av CO_2 fra denne dampkjelen, noe som forventes å bli gjort dersom fangstanlegget skulle dekke sitt eget behov for lavtrykksdamp. En slik tilleggsinvestering er anslått til om lag 440 mill. kr. Denne økte kostnaden vil delvis motsvares av at en ikke lenger vil måtte kjøpe damp fra Naturkraft, men en vil måtte kjøpe en tilsvarende energimengde i form av naturgass på Kårstø.

Egen sjøvannstunnel
Det er også gjort beregninger på hva det vil koste å etablere ny sjøvannskapasitet på Kårstø, som et alternativ til å kjøpe denne kapasiteten. Tilleggsinvesteringen er beregnet til i underkant av 130 mill. kr.

Egen ferskvannsforsyning
Det er usikkerhet knyttet til kapasiteten i eksisterende ferskvannsforsyning på Kårstø, og til hvilke flaskehalser som eventuelt må utbedres for å sikre kapasitet på tilførsel til fangstanlegget. Videre er det betydelig usikkerhet knyttet til hvilket forbruk av ferskvann man vil velge å basere fangstanlegget på (se Kap. 2.4.5). Kostnadsestimatet over tar ikke høyde for store kostnader knyttet til å øke kapasiteten i ferskvannssystemet på Kårstø.

6.3.2 Driftskostnader

Driftskostnadene forbundet med fangstanlegget består av en variabel og en fast del.

Variable driftskostnader
De variable kostnadene avhenger av fangstanleggets brukstid, som igjen er avhengig av kraftverkets brukstid. Energikostnader, forbruk av absorbent, deponering og destruksjon av avfallsprodukter og kostnader forbundet med sjøvannskjøling utgjør den største delen av de variable kostnadene.

Faste driftskostnader
De faste kostnadene omfatter i hovedsak leie av tomt, bemanning, vedlikehold, tjenestekontrakter med omkringliggende virksomheter, eiendomsskatt og drift av hjelpesystemer.

Forutsetninger:

- I basisberegningen er det regnet med en brukstid på 8000 timer/år

- Det er ikke tatt hensyn til effekt på kjøp/salg av CO_2-kvoter av at anlegget fanger CO_2
- Kraft forutsettes kjøpt av kraftverket til en langsiktig kraftpris på 36 øre/kWh, det betales ikke innmatingstariff eller annen nettleie
- Naturkraft kompenseres for tapt salg av kraft som følge av avtapping av damp. Det er beregnet at dette utgjør om lag 36 MW ved full produksjon, og kraftprisen er den samme som den som benyttes for kjøp av kraft
- Kostnader for tomteleie er basert på anslag fra Statoil, en tomt på om lag 15.000 m^2 er lagt til grunn
- Det er forutsatt samordning av drift med omkringliggende anlegg. Dette gir en antatt bemanning på 1 operatør på 6 skift samt 5 administrative årsverk som lønnes av fangstanlegget
- Vedlikeholdskostnadene for fangstanlegget er anslått å utgjøre om lag 2,5 % av investeringskostnad per år
- Det er lagt til grunn en tjenestekontrakt med omkringliggende anlegg som dekker råvann, brannvann, avløp, adgangskontroll, bruk av vei og gangvei, kommunikasjonssystemer, vakthold og resepsjon, brannvakt og beredskap, kantine, lager, kontor og plass i kontrollrom
- Det er også lagt inn en årlig kostnad for avfallshåndtering
- Det antas at eier er selvassurandør, det er derfor ikke lagt til kostnader til forsikring

Driftskostnader estimert på basis av en brukstid på 8000 timer er vist i Tabell 8.

Tabell 8 Årlige driftskostnader ved brukstid 8000 timer (mill. kr)

	Mill. kr	Kommentar
Variable driftskostnader		
Energikostnader	190	Elektrisitet og damp
Andre variable kostnader	46	Absorbenter, sjøvann etc.
Faste driftskostnader		
Bemanning	13	
Vedlikehold	70	
Tjenestekontrakter	8	Gassco, Naturkraft
Annet	17	Eiendomsskatt, tomteleie
SUM driftskostnader	**344**	

Brukstid

De variable driftskostnadene er svært avhengige av brukstid for kraftverk og fangstanlegg. Dersom brukstiden blir lav vil driftskostnadene isolert sett bli betydelig redusert, men de totale tiltakskostnadene uttrykt i kr/tonn vil bli høye, fordi det er færre tonn CO_2 å fordele kostnadene på (se Kap. 6.6.2).

En mer indirekte følge av brukstid og kjøremønster i kraftverk og fangstanlegg vil være kostnadene knyttet til start og stopp av fangstanlegget. Jo oftere kraftverket velger å starte og stoppe, jo mer ineffektiv vil driften av fangstanlegget være. Fangstanlegget vil være nødt til å fases inn etter at kraftverket har oppnådd stabil drift, og i mellomtiden vil økte mengder CO_2 slippes til atmosfæren. Videre vil forbruket av kraft og damp for å starte opp og holde i gang sirkulasjon av absorbent uten at CO_2 fanges potensielt kunne bli stort. Denne kraften vil delvis måtte trekkes fra det eksterne kraftnettet, og således være omfattet av full nettleie. Videre er noen absorbenter (som MEA) potensielt korrosive, noe som vil medføre utfordringer med hensyn til hele tiden å kontrollere strømning og mulighet for korrosjon i anlegget. Dette kan føre til utvidede perioder der fangstanlegget ikke fanger CO_2 effektivt (eventuelt bruk av edlere materialer i fangstanlegget og dermed økte investeringskostnader).

Kraftpriser
Ettersom energikostnadene er den dominerende driftskostnaden, vil kraftpris spille en betydelig rolle for driftskostnadene. I Figur 16 nedenfor er det vist hvilken andel de variable driftskostnadene i fangstanlegget utgjør av total tiltakskostnad for fangstanlegget, og Figur 17 viser blant annet en sensitivitetsberegning med varierende kraftpris.

Separat driftsorganisasjon
Estimatet for driftskostnader er basert på samordning med andre driftsorganisasjoner på Kårstø. Dersom ikke dette oppnås, vil det være behov for et utvidet antall operatører, samt økte investeringskostnader i form av kontrollrom, verksted, lager etc.

6.4 Transport og lagring

6.4.1 Mulige konsepter

NVE har i samarbeid med OD identifisert mulige løsninger for lagring av CO_2. Kostnadsestimater for transport og lagring for alternativene Sleipner og Kystnær Utsira (se Kap. 4.1 for en nærmere beskrivelse) er presentert nedenfor. Estimatene for transportrør er etablert av Lucon (Sverre Lund), mens estimatene for lagring av CO_2 er etablert av OD, basert på erfaringsdata fra tidligere prosjekter på sokkelen.

NVE har samarbeidet med Statoil som operatør for Sleipnerlisensen for å identifisere teknisk konsept og kostnadsestimater for bruk av eksisterende lagringsløsning på Sleipner for CO_2 fra Kårstø. Som for grensesnittene mot Naturkraft og andre aktører på Kårstø ligger det ikke forpliktende avtaler til grunn for de etablerte estimatene, og estimatene må stå for NVE sin regning.

6.4.2 Investeringskostnader

Transportløsningen omfatter utstyr ved fangstanlegget (piggesluse, ventiler etc.), landfall på Kårstø, trasèrydding, installasjon, grøfting, steindumping, krysninger av etablert infrastruktur, tie-ins, ferdigstillelse, prosjektering og innkjøp av selve røret.

Den tekniske løsningen for lagring av CO_2 i Utsira ved Sleipnerfeltet synes relativt enkel, nemlig fremføring av CO_2 gjennom et ledig J-rør opp til Sleipner A, og oppkopling nedstrøms injeksjonspumpe i eksisterende CO_2-anlegg. Dette innebærer at nødvendige modifikasjoner på Sleipner A hovedsaklig består i rørarbeid, ventiler, utstyr for inspeksjon og vedlikehold av rør, samt noe instrumentering.

En løsning for Kystnær Utsira vil kreve bunnramme på havbunnen samt en brønn, og styring fra land eller omkringliggende installasjoner via en kombinert kraft- og kontrollkabel.

Forutsetninger

- Det er lagt til grunn en transport- og injeksjonskapasitet på 160 tonn/time
- Ytre diameter for rørledningen er satt til 10" (tommer)
- Stålpris 15 kr/kg (for rør)
- Den rørtekniske løsningen gir fleksibilitet i forhold til leggemetode, og muliggjør et designtrykk på røret på over 300 bar uten ekstra kostnader
- Budsjettestimater for legging av rør er innhentet fra noen aktuelle kontraktører

Estimat for investeringskostnad for transport og lagring er vist i Tabell 9.

Tabell 9 Investeringskostnader for transport og lagring (mill. kr)

Investeringskostnader	Sleipner	Kystnær Utsira	Kommentar
Transport			
Stålrør og utstyr	465	355	15 kr/kg stål
Installasjon og RFO (klargjøring for drift)	545	420	Budsjettestimater innhentet
Prosjektering og administrasjon	70	55	Inkl. trasèundersøkelser
Usikkerhet	220	170	
Sum Transport	**1300**	**1000**	
Lagring			
Modifikasjoner plattform	200	-	
Brønn	-	200	
Havbunnsramme og kontrollkabel	-	440	
Prosjektering og administrasjon	20	55	
Usikkerhet	40	130	
Sum Lagring	**260**	**835**	
Sum Total	**1560**	**1825**	

Mindre rørdimensjon

Avhengig av endelig konseptvalg for lagring av CO_2 vil en ved begrenset krav til leveringstrykk offshore (som for injeksjon i Utsiraformasjonen) kunne redusere dimensjonen på transportrøret til 8" (tommer) ytre diameter. Dette vil redusere fleksibiliteten i røret med hensyn til å ta med mulige fremtidige CO_2- strømmer fra Kårstø, og kan forhindre en mulig fremtidig forlengelse av røret til felt for EOR med mindre kapasiteten reduseres. Videre vil det medføre økt trykkfall gjennom rørledningen og økt behov for elektrisk kraft til pumping fra Kårstø, men denne kostnaden vil være lav relativt til den reduserte investeringskostnaden. For Sleipneralternativet vil besparelsen i rørkostnad ved å velge et 8" rør være i området 220 mill. kr [5].

Materialkostnader
Typisk vil om lag en tredel av de totale kostnadene knyttet til transportløsning være kostnader knyttet til innkjøp av selve røret. For denne kostnaden spiller markedspris for stål en betydelig rolle. Stålprisen som er lagt til grunn for estimatet er historisk sett høy, men vurderes å kunne bevege seg i begge retninger i tiden fremover og vil virke inn på endelig rørkostnad.

Ny brønn på Sleipner A
Det er en viss usikkerhet knyttet til om eksisterende brønn for lagring av CO_2 på Sleipner har kapasitet til å ta imot all CO_2 fra både Kårstø og Sleipner ved alle driftsforhold. Denne usikkerheten må vurderes videre i senere prosjektfaser. Dersom det viser seg å være behov for en ny brønn ned i Utsira vil brønnen kunne koste opp mot 100 mill. kr.

Kabel fra annen installasjon
Som vist i Tabell 9 utgjør kostnaden forbundet med kraft- og kontrollkabel fra land en betydelig del av utgiftene forbundet med en lagringsløsning som Kystnær Utsira. Her er det regnet med styring fra land for alternativet med injeksjon fra havbunnsramme i Kystnær Utsira. En variant for å redusere kostnadene og usikkerheten med styrestrøm over lange avstander vil kunne være en kabel og kjøp av tjenester fra en nærliggende installasjon.

6.4.3 Driftskostnader

Driftskostnadene i forbindelse med transport og lagring er knyttet til rutinemessig drift, vedlikehold og ettersyn. Videre vil det påløpe kostnader for måling og overvåkning av lagret CO_2 og rapportering om lagrede mengder til myndighetene. Energikostnadene forbundet med opptrykking av CO_2 er i sin helhet belastet fangstanlegget.

Forutsatt at CO_2 går til ren injeksjon har NVE valgt å legge til grunn en fast årlig kompensasjon for tjenestene utført på Sleipner. Driftskostnadene er vist i Tabell 10.

Tabell 10 Driftskostnader for transport og lagring (mill. kr)

Driftskostnader	Sleipner	Kystnær Utsira	Kommentar
Transportrør	11	8	Inspeksjoner
Lager	14	20	Overvåkning av CO_2 Tilsyn, vedlikehold
SUM	**25**	**28**	

Driftskostnadene knyttet til transport og lagring vil være betydelig lavere enn driftskostnader knyttet til landanlegget. Det er derfor ikke gjort sensitivitetsberegninger for disse kostnadene.

6.5 Samlet kostnadsestimat

I Tabell 11 er estimatene for investering og drift for prosjektet oppsummert, basert på lagring av CO_2 i Utsira, enten via Sleipner eller basert på en kystnær løsning.

Tabell 11 Samlede kostnadsestimater (mill. kr)

	Investeringskostnader		Driftskostnader	
	Sleipner	Kystnær	Sleipner	Kystnær
Fangst	3460	3460	344	344
Transport og lagring	1560	1825	25	28
Sum	**5020**	**5285**	**369**	**372**

I tillegg kommer kostnader i planleggingsfasen frem til investeringsbeslutning på om lag 330 mill. kr.

6.6 Livsløpsvurderinger

Det er gjort nåverdiberegninger av de totale kostnadene for fangst, transport og lagring. Resultatene er valgt illustrert ved å bruke begrepet tiltakskostnad. Tiltakskostnad er her definert som den inntekten prosjektet løpende må tilføres per tonn CO_2 fanget for at prosjektets nåverdi skal bli om lag null.

I denne sammenhengen er det viktig å skille mellom fanget CO_2 (CO_2 captured) og unngått CO_2 (CO_2 avoided).

Fanget CO_2 utgjør den faktiske mengden som fysisk blir separert ut og lagret i en verdikjede for CO_2

Unngått CO_2 innebærer en sammenligning med et basisalternativ der CO_2-håndtering ikke inngår, og innebærer en samlet kalkyle for kraftverk og fangstanlegg

I og med at fangst og transport av CO_2 er energikrevende (og dermed i seg selv leder til dannelse av CO_2) vil mengden av CO_2 fanget være større enn CO_2 unngått. Tilsvarende vil kostnader for håndtering per tonn CO_2 unngått være større enn kostnadene per tonn CO_2 fanget. Forskjellen mellom CO_2 fanget og CO_2 unngått vil typisk ligge på om lag 20 % ved fangst av CO_2 fra gasskraftverk med dagens teknologi, og skyldes altså at fangsten av CO_2 i seg selv er energikrevende.

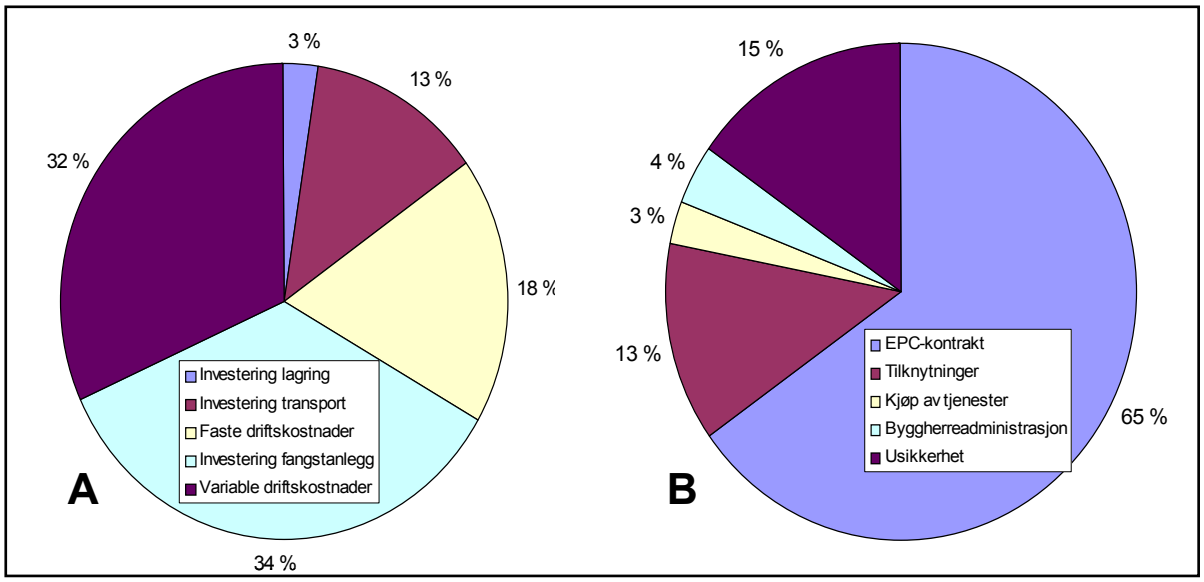
Det er valgt å benytte størrelsen **fanget CO_2** i denne rapporten, for å gjøre beregningen uavhengig av gasskraftverket til Naturkraft.

Forutsetninger for basisalternativet:

- Kalkulasjonsrente på 5 %, økonomisk levetid på 25 år
- Kraftpris på 36 øre/kWh
- Brukstid 8000 timer per år på full last
- Byggeperiode på tre år, investeringskostnadene for fangstanlegg fordelt med 20/40/40 %, mens investeringskostnadene for transportrør og lagring er fordelt med 0/50/50 %
- Det er ikke lagt til grunn noen inntekter knyttet til salg av CO_2
- Sleipner er lagt til grunn som lagringsløsning.

6.6.1 *Kostnadsfordeling*

Prosjektkostnadene er satt sammen av en rekke kostnadselementer. I Figur 16 er de enkelte kostnadsgruppene sin innvirkning på total tiltakskostnad illustrert. I tillegg er investeringskostnaden for fangstanlegget delt opp i kostnadselementer.



Figur 16 Kostnadsfordeling for A) hele prosjektet (tiltakskostnad) og B) investering i fangstanlegg

Av figuren fremgår det at om lag halvparten av tiltakskostnaden utgjøres av driftskostnader, mens den andre halvparten utgjøres av investeringskostnader. Blant driftskostnadene er det de variable driftskostnadene (hovedsaklig utgifter til energi og forbruk av kjemikalier) som dominerer, og disse kostnadene utgjør omtrent like stor andel av tiltakskostnaden som investeringen i fangstanlegget.

6.6.2 *Brukstid*

I Tabell 12 er resulterende tiltakskostnad ved ulike brukstider vist.

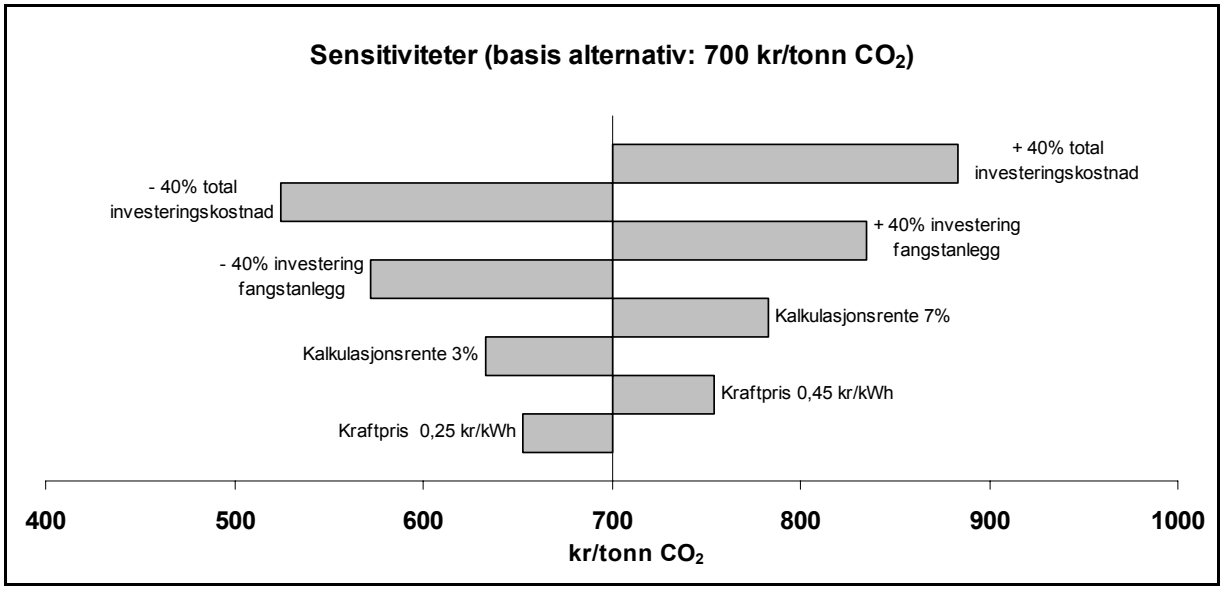
Tabell 12 Tiltakskostnad ved varierende brukstid (kr/tonn)

	2000 timer	5000 timer	8000 timer
Tiltakskostnad	2200	1000	700

Tabellen illustrerer at tiltakskostnaden er meget følsom i forhold til brukstid, og at ved lave brukstider vil det være investert en betydelig mengde kapital per tonn CO_2 fanget fra Kårstø. Lav brukstid i kraftverket betyr imidlertid også lave utslipp og reduserte utgifter knyttet til forbruk av energi og kjemikalier.

6.6.3 Oppsummering

Figur 17 viser hvordan tiltakskostnad varierer med valg av andre nøkkelforutsetninger enn i basisalternativet.



Figur 17 Sensitiviteter for tiltakskostnad

Figuren illustrerer hvordan de høye kapitalkostnadene tidlig i prosjektet utgjør en stor andel av total tiltakskostnad. Valg av kalkulasjonsrente og kraftpris er andre faktorer som spiller en stor rolle. Ingen av faktorene studert i Figur 17 påvirker imidlertid tiltakskostnad i så stor grad som brukstid (se Tabell 12), og ingen av de studerte følsomhetene reduserer tiltakskostnaden under 500 kr/tonn CO_2 fanget alene.

7. Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

I forbindelse med design, bygging og drift har anleggene på Kårstø strenge krav til helse, miljø og sikkerhet. Et fangstanlegg som benytter en aminløsning til fangst av CO_2 vil medføre noen miljøutfordringer. Dette er knyttet til utslipp av aminer, eventuelle tilsetningsstoffer, reaksjonsprodukter og ammoniakk. Videre vil et fangstanlegg føre til økte utslipp av kjølevann og være en ekstra kilde til støy på Kårstøterminalen. Eksosen fra fangstanlegget vil ha et høyt innhold av vanndamp, og oppsamlet vann fra anlegget vil kunne inneholde ammoniakk, aminer, glykol og oljerester som må sendes til spesialbehandling eller behandles på stedet.

7.1 Aminer og aminblandinger

Aminer og aminforbindelser vil slippe ut fra absorpsjonstårnet sammen med eksosen fra fangstanlegget. I tillegg vil utskifting av degradert amin medføre behov for destruksjon av store mengder degraderingsprodukter. Videre vil svært små mengder av amin følge med den CO_2-rike strømmen ut til lagringssted, noe som ikke vurderes å være et miljøproblem, men kan bli trukket inn i forhold til London- og Osparkonvensjonene. Til slutt er det sannsynlig at noe drenert vann fra fangstanlegget vil måtte behandles som aminholdig, og dermed øke mengden av væske som må gå til destruksjon.

Det er i Norge hittil ikke gitt utslippstillatelser for aminer til luft og denne problemstillingen vil derfor kreve undersøkelser og vurderinger. NVE har fått utført en beregning av hvordan utslippene vil spres i regionen og dermed fått anslått maksimale utslipp pr m^2 [11]. Aminer er stoffer som har struktur som ammoniakk (NH_3) der en eller flere hydrogenatomer er erstattet med et alkyl (C_nH_m). I forhold til nitrogen og ammoniakk er virkninger av aminer lite kjent. Visse aminer er giftige, og aminer er også i varierende grad nedbrytbare i naturen. Mengden aminer som mottas per m^2 i områdene der nedfallet er størst, synes uansett å bli svært liten.

NVE har ikke full oversikt over alle komponenter og tilsetningsstoffer de ulike teknologileverandørene benytter i sine aminblandinger, da dette er forretningshemmeligheter som omfattes av strenge krav til konfidensialitet. Håndtering av krav til konfidensialitet opp mot myndighetenes behov for informasjon om mulige utslipp, vil bli en utfordring ved myndighetsbehandling.

7.2 Utslipp til luft

Aminer og aminrelaterte utslipp. Som beskrevet over vil det forventningsvis være utslipp av aminer til luft på et ensifret ppm-nivå. I tillegg vil det kunne slippes ut eventuelle *tilsetningsstoffer* som leverandørene benytter i sine aminblandinger for å forhindre korrosjon, uønskede reaksjoner etc. Videre vil det kunne slippes ut *reaksjonsprodukter* fra reaksjon mellom amin og andre stoffer i eksosen enn CO_2 (som O_2 og NO_2). Utslipp av både tilsetningsstoffer og reaksjonsprodukter vil eventuelt være i svært små mengder, under 1 ppm. Et mulig unntak er et potensielt utslipp av acetaldehyd på opptil 5 ppm. Både beregning og måling av reaksjonsprodukter er vanskelig da de kjemiske reaksjonene er kompliserte og konsentrasjonene svært lave.

Ammoniakk (NH_3) vil dannes i absorpsjonsdelen av fangstanlegget, og slippes ut med eksosen. I tillegg vil det komme noe ammoniakk fra Naturkraft sitt anlegg for NO_x-rensing. Noe av denne ammoniakken vil absorberes i vannfase i eksoskjøleren, og utgjøre et utslipp av ammoniakk til vann. Ammoniakk er omfattet av Göteborgprotokollen, og bidrar til nitrogenavsetninger og overgjødsling.

NO_x og uforbrente hydrokarboner vil ikke dannes i fangstanlegget, med mindre anlegget må generere sin egen damp ved forbrenning av naturgass eller har et eget destruksjonsanlegg (incinerator) for aminavfall. En slik intern dampgenerering kombinert med fangst av CO_2 også fra eksosen fra den separate dampkjelen, vil lede til det lite optimale resultatet at NO_x-konsentrasjonen i eksosen først reduseres i Naturkrafts SCR-anlegg, og deretter økes i fangstanleggets dampkjel. Mengde NO_x som eventuelt vil komme fra incineratoren er beregnet til maksimalt 600 kg/år, og utgjør et svært lavt utslipp.

CO_2 vil slippes ut også ved drift av fangstanlegget, men kun om lag 15 % av den CO_2 som dannes i kraftverket vil slippes ut luft.

Mer nøyaktige utslippstall enn anslått i Kap. 7.4 vil ikke kunne gis før konseptet for fangstanlegget er låst og leverandør er valgt og vil selv da være omfattet av usikkerhet. Utslippene avhenger både av prosessdesign og av absorbent. Kjennskapen til utslipp til luft hos leverandørene er også begrenset, da det ikke finnes særlig erfarte og målte data fra denne typen anlegg.

Studiene NVE har gjennomført har gitt bedre informasjon om forventede utslipp, sammensetningen av absorbentene og hvilke tiltak som kan gjøres for å begrense utslipp. På tiltakssiden er det særlig vannrensing i toppen av absorberen og anlegg for behandling av destruerte aminer som vil være effektive tiltak. Videre kan det vise seg nødvendig å gjøre langtidstesting av absorbenter og utslipp før en kan oppnå myndighetsgodkjennelser og ta investeringsbeslutning.

NVE har fått gjennomført spredningsstudier i regi av Norsk institutt for luftforskning (NILU) basert på avgassegenskaper og utslippstall fra leverandørene [11]. Aminer er basiske, virker etsende, er lett løselig i vann og forventes å ha tilsvarende virkning på ferskvann og planter som ammoniakk. Aminer kan også ved tilstrekkelig konsentrasjon gi luktproblemer. Studien viser at maksimale timemiddelkonsentrasjoner i bakkenivå vil være 0,2 mikrogram/m^3. Dette er langt under 1 % av de nivåer for grenseverdier og luktterskler som det er funnet fram til. Utslippene av aminer og andre nitrogenforbindelser fra fangstanlegget er også svært lavt sammenlignet med nitrogentilførsel fra før i Kårstø-området. Eventuelt utslipp av acetaldehyd er vurdert til å ha en mindre miljømessig negativ konsekvens enn utslipp av amin.

7.3 Andre utslipp

Kjølevannsutslippet fra anlegget vil bli betydelig. Kårstø har allerede tillatelse til utslipp av en kjølevannsmengde tilsvarende kapasiteten i eksisterende tunnel (se Kap. 3.4). Utslipp av kjølevann ut over dette vil kreve ny utslippstillatelse, men forventes ikke å være svært problematisk.

Vanndamp i avgassen vil gi visuelle virkninger, noe som kan oppfattes som negativt. Dampen vil kunne være synlig inntil 3 km fra utslippssted. Den forventes ikke å gi nevneverdige problemer med ising [11].

Avfallsstrømmer vil genereres i flere deler av fangstanlegget. For å begrense vannmengden som kan bli forurenset har leverandørene foreslått å bygget tak over og oppsamlingskar under enheter hvor man kan forvente små lekkasjer av amin og/eller andre kjemikalier. Typiske enheter er varmevekslere og filtre. Oppsamlet regnvann vil derfor normal være så rent at det kan sendes til det eksisterende dreneringssystemet på Kårstø. Vann som eventuelt har blitt forurenset av aminer vil filtreres før det pumpes tilbake i aminanlegget, eller transporteres ut som spesialavfall. Vann som er forurenset av glykol, oljerester og andre kjemikaler må behandles særskilt eller skipes bort for destruksjon.

Overskuddsvannet fra prosessen vil om nødvendig bli nøytralisert før det ledes til sjø. En interessant mulighet som bør vurderes er å rense og demineralisere dette vannet, slik at vannet kan benyttes som prosessvann i andre prosessanlegg på Kårstø.

Gjenvinning (reclaiming). Det meste av aminet i fangstprosessen vil gjenvinnes og gjenbrukes, men utskilling av degraderte aminer fra prosessen vil måtte gjøres kontinuerlig eller med gitte mellomrom. Mengden utskilt degraderingsprodukt vil variere mye etter aminsammensetning valgt av leverandørene. Ved bruk av en konvensjonell reclaimer må degraderingsprodukt tappes ut og håndteres. Dette avfallet må sendes til destruksjon på egnet sted eller det må etableres anlegg for destruksjon ved brenning (incinerator) på stedet.

Utskilt CO_2 som skal sendes ut for varig lagring kan også oppfattes som en forurensing, dersom det inneholder andre typer stoffer som en ønsker å bli kvitt. For et fangstanlegg på Kårstø vurderes dette ikke å være en problemstilling, da det antydes 99.9 % renhet på CO_2 som går til lagring, med kun små mengder oksygen og nitrogen, samt spor av amin og andre rester fra fangstprosessen.

Støy vil også forårsakes av fangstanlegget på Kårstø. Denne kan reduseres ved bygningstekniske tiltak. I forbindelse med studiene som er gjennomført av teknologileverandørene har støy vært et viktig tema. Det er stilt krav til nødvendige tiltak for å sikre at fangstanlegget ikke medfører at Kårstøanlegget som helhet overskrider de eksisterende støykravene. De strenge kravene er formidlet til leverandørene, som har bekreftet at de forstår utfordringen og at deres prosessløsning og kostnader tar høyde for de strenge støykravene.

7.4 Typiske utslippsmengder

I Tabell 13 er forventede utslippsmengder for de viktigste utslippskomponentene angitt. Utslippene vil kunne variere betydelig mellom teknologileverandørene. Videre er kvantifisering av utslipp i ppm noe upresist, da dette påvirkes av temperaturer og vanninnhold i eksosen. Det er foreløpig ikke mulig å kvantifisere utslippene av tilsetningsstoffer i aminblandingene. Utslippene inkluderer utslipp generert i gasskraftverket.

Tabell 13 Typiske utslippsmengder (inkluderer utslipp generert i kraftverket)

Komponent	Utslipp (ppm)	Utslipp (kg/time)	Utslipp ved 8000h brukstid (tonn/år)
Amin til luft	1 – 4	5 – 20	40 – 160
Acetaldehyd	0 – 5,5		
Sporstoffer	< 0,2 ppm		
NO/NO_2	< 2 / <0,2		
NH_3	2 – 8	3 – 12	24 – 100
Degraderingsprodukter[2]	_	40 – 380	320 – 3040
Overskuddsvann[3] (typisk pH = 5,5) - Typisk innhold av NH_3	 90 – 100	0 – 75000 5,4	 43
Kjølevann	_	20 000 m^3/time	_

[2] Vil ikke slippes ut lokalt

[3] I tillegg vil noe vann forurenset av amin, glycol, andre kjemikalier og oljerester samles opp sendes til spesialbehandling, avhengig av nedbørsmengde og andre faktorer

7.5 Teknisk sikkerhet

Den foretrukne lokaliseringen av anlegget er slik at utstyr må designes for å tåle varmestrålingen fra faklene på Kårstø når de er i bruk. Varmestrålingsverdier og informasjon er oversendt leverandørene, slik at kravene er ivaretatt i de foreslåtte prosessløsningene.

Da anlegget er lokalisert i umiddelbar nærhet til gassprosesseringsanlegg og naturgass under høyt trykk, er utstyr og bygninger designet for å tåle maksimal forventet eksplosjonslast. Videre er alt utstyr og potensielle tennkilder basert på eksplosjonssikker utførelse.

Aminer i konsentrert form kan være brennbare. Det er derfor tatt høyde for at det må etableres en ring med brannvann rundt tomten for fangstanlegget. Ellers er fangstanlegget i seg selv forbundet med liten brann- og eksplosjonsfare, da anlegget vil bruke lite eller ingen naturgass.

Lekkasjer av CO_2 kan medføre lokal fare for kvelning, spesielt inne i lukkede rom og ved lavpunkter i terrenget uten særlig utskifting av luft. Gassdetektorer må således installeres på slike steder for å forebygge uheldige hendelser.

Det er gjennomført HAZIDs som en del av de tekniske studiene for fangstanlegget. HAZID er en systematisk gjennomgang av prosessen og driften av prosessen for å avdekke svakheter/mangler som kan føre til ulykker, skader eller driftsproblemer slik at anlegget ikke kan være i drift. Det er identifisert en rekke punkter der det i forbindelse med design, bygging og drift må taes spesielle forhåndsregler.

Det ble ikke identifisert nye, overraskende forhold. Det er allikevel viktig at tilsvarende og mer omfattende studier blir gjennomført i de videre fasene av prosjektet.

8. Myndighetsbehandling

8.1 Myndigheter og lovverk

Prosjektet vil ha behov for tillatelser etter ulike regelverk. Konsekvensutredningsbestemmelser, forurensningslov, klimakvotelov, petroleumslov, sikkerhetsbestemmelser, byggesaksbestemmelser og eventuelt nytt, spesialtilpasset lovverk er her aktuelt.

Det kreves utslippstillatelse etter ***forurensningsloven***. Tillatelsen vil primært omfatte utslipp til luft av aminer, tilsetningsstoffer, reaksjonsprodukter, NO_x, ammoniakk og vanndamp. En må ha godkjent behandling av aminsalter og av forurenset vann. Støykrav må avklares, og det kan kreves tillatelse for utslipp av kjølevann til sjø ut over allerede godkjente anlegg. I tillegg kan transport og lagring av CO_2 kreve utslippstillatelse, se avsnitt nedenfor.

Selv om fangstanlegget vil slippe ut mindre CO_2 enn det mottar, vil det slippe ut betydelige mengder CO_2 (typisk 15 % av CO_2 i mottatt eksos, samt utslipp fra eventuell egenproduksjon av damp). Gasskraftverket er for perioden 2005-2007 tildelt gratiskvoter etter ***klimakvoteloven***. Før oppstart av et fangstanlegg antas det behov for avklaring av fordeling av kvoter og ansvar for CO_2 fra dannelse i gasskraftverket til lagring offshore. Også fangstanlegget og lagringsløsningen kan kreve vurdering etter klimakvoteloven.

Som følge av størrelsen på anlegget og mulige utslippsvirkninger vil fangstanlegget kunne bli pålagt krav om ***konsekvensutredninger*** etter plan- og bygningslovens regler om dette. I så fall må det avgjøres hvilken myndighet som skal pålegge utredningsprogram og godkjenne utredning for slike prosjekter.

Fangstanlegget vil i seg selv ikke gi særlig brann- og eksplosjonsfare, men vil ligge i omgivelser som gir slik fare, og vil derfor kunne bli pålagt krav om tiltak for å forebygge konsekvenser ved eksplosjon i naboanlegg. Anlegget vil også ha sikkerhetsmessige konsekvenser. Fangstanlegget og tilhørende anlegg må derfor vurderes etter regelverket som forvaltes av ***Petroleumstilsynet***. Dette vil også behandle sikkerhetsaspekter knyttet til CO_2-rør og lagringsløsning.

Aktuell tomt ligger inne på areal regulert til industriformål og byggingen vil ikke kreve nye arealplaner. Derimot kan det kreves behandling av kommunen etter ***byggesaksbestemmelsene*** i plan- og bygningsloven.

En overordnet tillatelse eller konsesjon for et fangstanlegg for CO_2 kreves ikke etter dagens lovgivning, men spørsmålet vurderes som aktuelt.

Legging av CO_2-rør vil kunne kreve konsekvensutredning etter plan- og bygningslovens regler, som i denne sammenheng kun gjelder ut til grunnlinjen. Sikkerhetsaspekter vurderes i forhold til regelverket som forvaltes av Petroleumstilsynet. Ettersom røret skal frakte CO_2 og ikke petroleum, er det ikke åpenbart at krav til et slik rørprosjekt kan hjemles i ***petroleumsloven*** eller i ***naturgassforskriften***. Lagring i forlatte olje/gassreservoarer og eventuell senere bruk av CO_2 til EOR kan likevel tilsi at behandling etter petroleumsloven kan være aktuelt. Lovregime/hjemmel for myndighetsbehandling og godkjenning/konsesjon for anlegg for transport og lagring av CO_2 bør avklares snarest mulig, slik at dette ikke blir en faktor som kan påvirke fremdriften i prosjektet.

8.2 Lagring av CO_2: Internasjonalt rammeverk og myndighetskrav

Juridiske rammer for injeksjon av CO_2 i geologiske formasjoner omfattes av internasjonale avtaler som OSPAR- og Londonkonvensjonene. Det har foregått drøftinger om hvilke alternativer som skal være

tillatt. Problemstillingene er blant annet krav til geologi, sikring mot lekkasje i brønner, eventuell innblanding av andre stoffer i CO_2, og krav om vurdering av sårbarhet i lokalt havområde ved eventuell lekkasje.

Transport av CO_2 fra land er akseptert innen Londonkonvensjonen, og spørsmålet vil behandles innenfor OSPAR-konvensjonen i første halvår 2007. Hvordan slike tiltak blir vurdert i forhold til FNs Klimakonvensjon og Kyotoprotokollen er uavklart, og en mulig inntektsside fra sparte klimakvoter kan være usikker ved investeringstidspunkt.

Lagring vil uansett konseptvalg gi krav til dokumentasjon og overvåkning. Ekstra mottak av CO_2 på Sleipner kan kreve en ny utslippstillatelse med tilhørende krav til strukturert dokumentasjon. Det er ikke identifisert noen føringer for valg av lagringssted ut fra hensynet til kontroll med utslipp.

Det er en internasjonal skepsis til lagring av CO_2 med innhold av andre stoffer, slik at en renest mulig CO_2 til lagring er ønskelig. Kravet synes å kunne oppfylles i dette tilfellet (se Kap. 7.3).

8.3 Plan for myndighetsbehandling

Parallelt med det tekniske og kommersielle arbeidet i planleggingsfasen (se Kap. 5.1), må en sikre seg alle nødvendige myndighetstillatelser slik at framdriften ikke hindres av slike forhold. Nedenfor beskrives en mulig behandlingsprosess. Her er det tatt utgangspunkt i behandling av en konsekvensutredning og av en utslippssøknad, mens framdriften i forhold til andre regelverk antas å følge samme tidsplan.

Konsekvensutredning: Det kan kreves konsekvensutredning for deler av prosjektet, muligens også prosjektet som helhet. Det vises her til forskrift om konsekvensutredning, Vedlegg 1, pkt 4 b: Integrerte kjemiske installasjoner, med SFT som myndighet. Videre må en vurdere § 3 pkt 1 e Kjemisk industri, avfallsanlegg mv. Pga begrenset dimensjon på CO_2-røret, er Vedlegg 1, pkt 30, rørledninger for transport av olje, gass eller kjemikalier sannsynligvis ikke aktuelt. Det samme kan gjelder pkt 2 b: Industrianlegg for transport av gass.

Av ordlyden i de aktuelle ledd er det ikke åpenbart at det kreves konsekvensutredning for et slikt prosjekt med fangst, transport og lagring av CO_2. På den andre siden er dette et relativt stort anlegg der en har lite erfaring fra før og forventer utslippsvirkninger, mulige virkninger på fiskeriinteresser etc.

Petroleumsloven: Rørtransport og ren lagring av CO_2 er sannsynligvis ikke omfattet av petroleumsloven. Et prosjekt der CO_2 skal brukes til EOR, eller på annen måte er direkte integrert i petroleumsutvinning, vil derimot kunne kreve behandling etter denne loven. En kan altså få ulik behandling av CO_2-prosjekter etter bruken av CO_2, og fra samme anlegg kan denne bruken også variere over tid.

En ny lov om konsekvensutredning og søknadsbehandling av CO_2-prosjekter kan på denne bakgrunn være aktuell. En slik lov vil sikre utredning og behandling av feltmessige konsekvenser for alle CO_2-prosjekter og vil også kunne sikre overordnet behandling av alle ledd i et CO_2-prosjekt. En slik lov vil kunne erstatte behandling etter forskrift om konsekvensutredning som i høyden ser ut til å omfatte selve fangstanlegget. Det forutsettes at OED vil vurdere dette spørsmålet og framlegge eventuelle lovforslag.

Utslipp: Når det gjelder utslipp til luft og vann, er det sannsynligvis ikke snakk om store virkninger, men utslippene er uvanlige og noe usikre. Det antas at en trenger utslippstillatelse for CO_2 som også dekker transport og lagring.

Behandling av melding i regi av OED eller SFT antas å ta 5 måneder. Behandling av utslippssøknad med tilhørende utredning og eventuell søknad etter ny lov er anslått å ta 6 måneder. Avklaring mot klimakvoteloven (sammenheng mellom kraftverk og fangstanlegg), med forarbeid i SFT og beslutning i MD, forutsettes gjort parallelt med utslippsbehandlingen.

Ettersom utslippene av aminer og tilsetningsstoffer vil variere med leverandør, antas det at det kan gis en utslippstillatelse basert på sannsynlige utslipp. Når endelige opplysninger foreligger, kan en eventuelt søke om justert utslippstillatelse. Søknaden vil basere seg på antatte utslippsverdier, og de endelige utslippene kan variere noe i forhold til dette.

Rørlegging eller drift av rørene antas ikke å gi vesentlig forurensningsfare. Drift gir ikke eksplosjonsfare eller brannfare. Det antas å være behov for ajourføring av utslippstillatelse for Sleipner som eventuelt vil motta store ekstra CO_2-mengder. Dette søkes om og forventes behandlet samtidig med utslipp fra fangstanlegget.

Sikkerhet: Prosjektet vil også kreve tillatelser etter regelverket som forvaltes av Petroleumstilsynet. Dette gjelder særlig rammeforskrift og forskrift om tilsyn med sikkerheten. Inne på Kårstø vil Gassco bl.a. måtte gjøre en revurdering av beredskaps- og sikkerhetstiltak og foreslå eventuelle tiltak tilknyttet fangstanlegget. Denne vurderingen krever at hovedvalg av utbyggingsløsning er foretatt. Det synes avklart at det er Petroleumstilsynet og ikke DSB som behandler sikkerhetsspørsmål både innen fangst og lagring. Også for transport og lagring vil det slik kreves avklaring etter nevnte regelverk. Behandlingsopplegg med tidsangivelse må avklares med Petroleumstilsynet tidlig i 2007.

NVE har på denne bakgrunn satt opp tidsbehov for myndighetsbehandling i Tabell 14.

Tabell 14 Plan for myndighetsbehandling

Aktivitet	Tidsbruk
Utarbeide melding for fangstanlegg og lagringsløsning	2 mnd.
Høring av melding og fastsetting av utredningsprogram	5 mnd.
Utarbeide konsekvensutredning, OED-søknad og utslippssøknad	Parallelt med høring og 2 mnd. ekstra
Høring og behandling av utredning og søknader	6 mnd.

Ved en effektiv oppfølging av forholdet til myndighetene, forventes det at den nødvendige behandling etter dagens regelverk ikke vil innebære begrensninger i framdriften til prosjektet. Mest kritisk for framdriften synes å være det uavklarte regimet for behandling av CO_2-prosjekter. Ønskes raskest mulig realisering av prosjektet som helhet, er eventuell ny lovgivning på dette området et spørsmål som krever rask handling.

9. Usikkerhet og risiko

Etablering av et anlegg for fangst av CO_2 med påfølgende transport og lagring vil innebære en betydelig usikkerhet hva gjelder kostnader, tidsbruk og ytelse. Usikkerhet kan gi både forbedringer og forverringer av sluttresultat sammenlignet med beskrevet basisalternativ. I dette kapittelet gjennomgås det som anses som de mest relevante usikkerhetsfaktorene, samt mulige tiltak for å redusere usikkerheten. De faktorene som antas å kunne ha størst innvirkning på det endelige resultatet omtales først.

9.1 Brukstid for gasskraftverket

Det er usikkert hvilken driftsprofil gasskraftverket på Kårstø vil ha. Forholdet mellom kraftpris, gasspris og Naturkrafts CO_2-kostnader vil variere over tid. Dette kan resultere i alt fra grunnlastkjøring med vel 8000 brukstimer i enkelte år, til andre år med noen få tusen brukstimer, potensielt kombinert med hyppig stopp og start av driften.

Siden store deler av kostnadene vil være faste kostnader uavhengig av brukstid, vil kostnadene pr tonn fanget CO_2 eller pr kWh produsert, kunne variere mye. De klart laveste kostnadene oppnås ved kontinuerlig grunnlastkjøring av kraftverket hvert år framover. Ved endring av brukstiden fra 8000 timer/år til et lavt antall timer/år vil kostnadene pr tonn CO_2 kunne øke betydelig (se Kap. 6.6.1). Også ved mindre variasjoner i brukstid og ved kun noen år med lav brukstid, vil kostnadene kunne øke mye. Hyppig stopp av kraftverket vil i tillegg kunne gi betydelige tekniske utfordringer, med lavere rensegrad og høyere driftskostnader som resultat. Evnen til hyppig start og stopp vil variere mellom teknologileverandørene, som følge av blant annet absorbentenes korrosjonsegenskaper og bruk av høyverdige materialer. Driftsfilosofi for kraftverket vil være opp til eieren, og ønsket om lang brukstid kan i liten grad sikres ved tiltak fra fangstanleggets side.

9.2 Energikostnader

Den klart største driftskostnaden i prosjektet er energikostnadene (kraft og damp), og disse vil kunne variere betydelig over anleggets driftstid. Dels er energiforbruk pr tonn fanget CO_2 noe usikker, men særlig er prisen på denne energien svært usikker. For energiforbruk kan en tenke seg 10 % endring sammenlignet med basisforutsetningene, for energipris kan en over tid tenke seg langt større svingninger, se Kap. 6.6 for beregninger ved ulike kraftpriser. Eventuelle økte kraftpriser kan vanskelig påvirkes, dette er en usikkerhet som investor forventes å måtte leve med.

9.3 Grensesnitt og Kårstø som byggeplass

Kostnadene og framdriften for anlegget vil i stor grad avhenge av de kommersielle avtalene som gjøres med Naturkraft, Gassco og Statoil hva gjelder bl.a. tomt, energikjøp, kjølevann og lagring av CO_2. Gunstige avtaler med omkringliggende virksomheter kan gi betydelig lavere kostnader enn ved behov for egne løsninger etablert av fangstanlegget selv. Tidlige avklaringer på disse områdene vil være av avgjørende betydning for framdriften i prosjektet.

I basisalternativet er det forutsatt kjøp av energi (damp og kraft) fra Naturkraft. Alternativene til dette er egen dampproduksjon basert på naturgass og eventuelt samordning av dampproduksjon med resten av gassprosesseringsanlegget. Det er også forutsatt at fangstanlegget kan kjøpe seg inn i eksisterende kjølevannsanlegg og slippe etablering av nytt sjøvannsinntak. Tilgjengelig tomt, råvannsforsyning, og krav til sikkerhetstiltak er andre usikkerheter i forbindelse med etablering på Kårstø.

Kårstø som byggeplass er kjennetegnet ved forventet stor aktivitet framover, der mange aktører og prosjekter må konkurrere om begrenset kapasitet innen sikkerhetsmessig forsvarlig arbeidsomfang og logistikk. Dette vil kunne gi lav framdrift og en lite effektiv byggefase med tilhørende kostnadsøkninger og utsatt oppstart. Videre vil mange samtidige aktiviteter lede til økt risiko for personskader og andre alvorlige hendelser i byggeperioden.

På tiltakssiden må det fra første dag i prosjektet legges vekt på å komme raskest mulig i gang med forarbeid til, og gjennomføring av, forhandlinger med omkringliggende virksomheter. Resultater her vil være avgjørende for start av prosjekterings- og designstudier, og disse vil igjen være avgjørende for framdriften. En må også legge vekt på å undersøke alternative løsninger innenfor fangstanleggets grensesnitt. Videre vil prosjektet kunne bedre den totale situasjonen på Kårstø ved å tilrettelegge for høy grad av modularisering og en mest mulig selvstendig byggeplass. Eventuelle økte kostnader på disse områdene må en innarbeide i beslutningsgrunnlaget for investeringen. Fordelen sett mot øvrige større usikkerhetsfaktorer, er at disse kostnader i stor grad vil kunne være kjent før endelig investeringsbeslutning tas.

9.4 Første større anlegg

Anlegget på Kårstø vil være om lag 10 ganger større enn det største aminbaserte fangstanlegget for eksos fra gasskraft som finnes i dag (Bellingham). Det synes sannsynlig at et stort anlegg teknisk sett vil fungere, med om lag den forventede rensegrad og forventet forbruk av energi og aminer. Størrelsesøkningen gir imidlertid økt usikkerhet om ytelse, forbruk og gjennomføring av bygging og oppstart enn om et slikt anlegg var bygget mange ganger tidligere. En hovedutfordring synes å være å få til tilstrekkelig jevn fordeling av aminløsningen over hele avgassmengden i et svært stort absorpsjonstårn. En annen utfordring er om det høye oksygeninnholdet i avgassen fra kraftverket gir høy degradering av aminer.

Konsekvensen av dette kan bli en lang og vanskelig innkjøringsperiode. Det er også en risiko for at anlegget ikke vil kunne levere den ytelse som lå til grunn for de inngåtte kontraktene. Det kan videre bli behov for en del tekniske justeringer med stans i driften de første driftsårene. Forventede kostnader ved et stort anlegg er innarbeidet i basisalternativet, men oppskaleringen gir altså en viss usikkerhet med tilhørende mulig økte kostnader.

Tiltak for å unngå overraskelser kan være teknologikvalifisering, der en i mindre skala prøver ut energioptimalisering og utslippsminimering. Behovet for dette vil avhenge noe av erfaringene hos de aktuelle teknologileverandørene. Noe av risikoen ved oppskaleringen vil også kunne plasseres hos teknologileverandørene gjennom de forpliktelser de påtar seg i inngåtte avtaler, men kontraktsprisen vil øke ved økende grad av risiko hos leverandøren. Full kontraktsmessig sikring på dette området vurderes som uoppnåelig. En investeringsbeslutning vil innebære risiko for at anlegget ikke vil kunne nå den ytelsen som lå til grunn for beslutningen. Denne risikoen forventes å måtte avgrenset oppad for leverandøren, hvilket betyr at risikoen ved store problemer i hovedsak vil ligge hos byggherren.

9.5 Pris på materialer, utstyr og arbeidskraft

Pris på materialer, utstyr og arbeidskraft har økt i de siste årene og det er mulig at disse vil øke også framover. Dette vil i så fall i stor grad kunne påvirke kostnader tilknyttet landanlegg og rør. I basisløsningen er det lagt inn priser som avspeiler dagens høye nivå, men prisendring fram til bestilling utgjør en kostnadsrisiko som kan utvikle seg i begge retninger. Ved innkjøp av rør bør en også undersøke muligheten for å koble seg inn på innkjøpsavtalene til større norske innkjøpere av stål, dersom dette vurderes som hensiktsmessig.

Også arbeidskraftkostnadene kan øke. Dette gjelder særlig tilgang til kvalifisert arbeidskraft til bruk på Kårstø i konkurranse med andre prosjekter. Selv om en både bør og må basere seg på stor grad av moduler produsert andre steder, vil det kreves betydelig arbeidsinnsats på Kårstø i en lengre byggeperiode. Høye arbeidskostnader som følge av press på begrensede ressurser kan igjen både gi økte kostnader for eier av fangstanlegget og økte kostnader for alle øvrige prosjekter i regionen.

9.6 Konseptvalg for lagring

Bruk av Sleipner som lagringssted er foreslått. Driftsfilosofi på Sleipner, bortfall av mulighet for EOR på Volve, juridiske forhold eller andre faktorer kan imidlertid gjøre at en ikke oppnår avtaler om lagring her eller at kostnadene blir svært høye. Alternativet er i så fall etablering av eget lagringsanlegg på Utsira med forundersøkelser, boring av brønn, nye tekniske mottaksløsninger og egen overvåkning. Det kan også finnes andre løsninger for lagring, men kostnaden forbundet med slike fremtidige muligheter er ukjent, og et slikt valg kan medføre problemer med å oppnå ønsket fremdrift for prosjektet som helhet.

9.7 Mobilisering og fremdrift

Planen forutsetter at prosjektet kjøres videre fra nyttår 2006/2007, og at det relativt hurtig bygges opp en kompetent prosjektorganisasjon for å drive prosjektet videre med tilfredsstillende kvalitet. Dersom en slik mobilisering viser seg å være vanskelig, vil det ha store konsekvenser for muligheten for å følge den skisserte tidsplanen.

Prosjektet er i de videre fasene også nødt til å ha evne og mandat til å ta beslutninger og til å forplikte seg i forhold til bruk av tid og ressurser. Det lar seg ikke gjøre å forene ønsker om både å oppnå reell fremdrift og å holde alle muligheter åpne.

9.8 Byggherrekompetanse

En tilstrekkelig rask oppbygging av en stab med høy kompetanse og betydelig erfaring innen ingeniørmessige, kontraktuelle, juridiske og økonomiske forhold, er en betydelig utfordring. En byggherre som skal ivareta denne type oppgaver må også benytte seg av veletablerte og utprøvde systemer for kvalitetssikring og risikostyring. En begrensing av usikkerhet må begynne med at det legges betydelige ressurser i å etablere kompetanse og systemer på dette området, gjerne gjennom å engasjere eksisterende kompetansemiljøer.

9.9 Annen usikkerhet

Ved siden av de overnevnte risikofaktorer som kan ha stor betydning for totalkostnader og/eller framdrift, vil det også være andre usikre forhold.

Koordinering av flere prosjekter: Planene forutsetter at flere ulike delprosjekter (fangst, transport og lagring) koordineres i tid og passer sammen. Dette gir erfaringsmessig betydelig større utfordringer for framdrift og kostnader enn ved isolerte prosjekt. I tillegg til at prosjektet består av flere delprosjekter er en avhengig av Naturkraft, andre aktører på Kårstø og aktører offshore, noe som øker kompleksiteten betydelig.

Miljø- og sikkerhetskrav: Usikkerhet om omfang og virkninger av utslipp til luft vil kunne gi en noe lengre myndighetsbehandling og mulige ekstra vilkår. Med de tiltak som alt er forutsatt innen bl.a. vannvask av avgassen, er det imidlertid lite ekstra som i praksis kan gjøres, utover å begrense hvilke teknologileverandører som vil kunne få tilby sitt anlegg. Alternativet er å si nei til en utslippstillatelse,

og dette anser NVE som lite sannsynlig. Det andre miljøforholdet med en viss usikkerhet er mottaksanlegg for CO_2 og hvilke utsettelser og kostnader som her kan komme. Tiltak innen støy, sjøvannsanlegg, avfallsbehandling og CO_2-rør kan gi noen ekstrakostnader, men tiltak her er av mer kjent type. Sikkerhetskravene på Kårstø vil også gi ekstrakostnader, men disse er søkt inkludert i de oppgitte kostnadsestimatene.

Reguleringsregime: At det for tiden ikke er avklart hva som skal være reguleringsregimet for CO_2-rør og -lagring vil utgjøre en utfordring for framdriften av prosjektet som helhet. Prosjektets tiltakskostnad og effektivitet som klimatiltak vil være sterkt avhengig av en rekke eksterne faktorer som klimaregimet etter 2012, kvotekostnader og -praksis, lagring som godkjent klimatiltak, samt muligheter for, og inntekter fra, EOR. Disse faktorer vil i stor grad avgjøre om fangst og lagring er et konkurransedyktig klimatiltak, og disse forholdene vil ikke nødvendigvis være avklart før investeringsbeslutning må tas.

Tekniske utfordringer: Det vil være en rekke tekniske forhold som kan gi problemer for driften og gi økte kostnader. I fangstanlegget kan oksygen og andre stoffer i kraftverksavgassen påvirke aminforbruk og effektivitet. Andre faktorer er sikring mot korrosjon, mot uønsket innsuging av luft i eksosen og mot trykkfall, samt sikring av tilstrekkelig stabil drift. For kompresjonsanlegget vil systemer for overvåking og sikring av tilstrekkelig tørking av CO_2-strømmen være en utfordring.

Sikker rørtransport er avhengig av at fritt vann unngås til enhver tid. Muligheten for lave trykk ved brønnhodet, med separasjon av CO_2 i to faser i rørledningen kan være en utfordring for rørtransport. En må også forebygge lekkasje og gi mulighet for sikker trykkavlastning av rørledningen som tar hensyn til lav oksygenkonsentrasjon der store mengder kald CO_2 slippes ut. Videre må en beskytte rør mot ekstern påvirkning, som trålredskap. Alle disse forholdene kan gi økte kostnader og må følges nøye opp i den videre planlegging.

De viktigste tiltakene som kan gjøres for å forebygge effektene av slike usikkerheter er ulike former for teknologikvalifisering.

Lagring: Alternativer til Sleipner er kun vurdert på et overordnet nivå, og tekniske løsninger for bunnrammer og havbunnsmottak er ikke studert til samme detaljnivå som resten av prosjektet. Om en må velge denne løsningen har en dermed noe større usikkerhet i gjennomførbarhet, kostnader og framdrift enn ved avtale med Sleipner.

Inntekter: Prosjektet kan potensielt tilføres en inntektsside gjennom tildeling av CO_2-kvoter for salg, eller ved fremtidig salg av CO_2 fra Kårstø til bruk til EOR offshore. Videre vil prosjektet potensielt kunne selge kapasitet i transport- og lagringsanlegg til andre prosjekter.

REFERANSER

Ref.	Aktør	Tittel	Rev. dato
[1]	AKET	CO_2 capture at Kårstø Power Plant rev. 3 + korrespondanse	20.10.06
[2]	Fluor Inc	Econamine FG Plus Plant Kårstø, Norway + korrespondanse	Nov. 06
[3]	HTC Purenergy/ Bechtel:	Conceptual Design Study CO_2 Capture Plant Kårstø, Norway + korrespondanse	Okt. 06
[4]	MHI Ltd	Conceptual Design Study Report For CO_2 Capturing Plant at Kårstø, Norway + korrespondanse	Nov. 06
[5]	Lucon	Pipeline Transportation of CO_2 from Kårstø, Conceptual Study, rev1	29.11.06
[6]	OD	Minimumsløsning for deponering av CO_2 fra Kårstø gasskraftverk	21.04.06
[7]	OD	Minimumsløsning for deponering av CO_2 fra Kårstø gasskraftverk – tillegg til tidligere notat	08.12.06
[8]	MWKL	NVE CO_2 Capture Plant, Kårstø, Norway, Draft 3	06.12.06
[9]	DNV	Conceptual design study for pipeline CO_2-transportation, rev. 2	13.11.06
[10]	GassTEK	Nature, composition and disposal/treatment options of amine degradation wastes generated in post-combustion CO_2 facilities	07.12.06
[11]	NILU	Spredningsberegninger for utslipp til luft fra et gasskraftverk med CO_2-fangstanlegg på Kårstø	Des. 06
[12]	NVE	Prosjektering av fangstanlegg og deponeringsløsning fra Naturkraft sitt gasskraftverk på Kårstø	15.06.06
[13]	AKET	Rørtransport av CO_2, underlag for sammenligning skip – rør, rev. 2	16.11.05
[14]	Gassnova	CO_2 kilder og fangst – beregningsforutsetninger	30.05.06
[15]	Gassco	Innledende forhandlinger mellom de kommersielle aktørene i en CO_2-kjede	01.06.06
[16]	Eidvin, T. Rundberg, Y.	Post-Eocene strata of the southern Viking Graben, northern North Sea; intergrated biostratigraphic, strontium isotopic and lithostratigraphic study with proposal for revision of the lithostratigraphic nomenclature. *Norwegian Journal of Geology.*	In press
[17]	Eidvin, T Rundberg, Y	Controls on depositional history and architecture of the Oligocene-Miocene succession, northern North Sea Basin. In B.T.G. Wandaas et al. (eds): *Onshore-Offshore Relationships on the North Atlantic Margin. NPF Special Publication 12*, 207-239.	2005

FORKORTELSER OG DEFINISJONER

Forkortelse	Forklaring
AKET	Aker Kværner Engineering & Technology
DSB	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
DNV	Det Norske Veritas
EOR	Enhanced Oil Recovery (Økt oljeutvinning)
EPC	Engineering, Procurement, Construction (Prosjektering, Innkjøp, Bygging)
FEED	Front End Engineering and Design (Forprosjektering)
HMS	Helse, Miljø, Sikkerhet
MD	Miljøverndepartementet
MEA	MonoEtanolAmin
MHI	Mitsubishi Heavy Industries
MWKL	M.W. Kellogg Ltd.
NILU	Norsk institutt for luftforskning
NOAH	Norsk Avfallshåndtering
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
OSPAR	Oslo - Paris konvensjonen
RFO	Ready For Operation (Klargjøring, systemutprøving)
SFT	Statens Forurensingstilsyn
TFO	Tildeling i forhåndsdefinerte områder
TSP	Technical Service Provider
V&M	Vedlikehold og Modifikasjoner

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2006

Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2005 (82 s.)

Nr. 2 Kulturminner i norsk kraftproduksjon (270 s.)

Nr. 3 Tina Vestersager, Hervé Colleuille: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann (Fysiske parameter). Driftrapport 2005. Status pr. mars 2006 (46 s.)

Nr. 4 Amir Messiha (red.): Avbruddsstatistikk 2005 (61 s.)

Nr. 5 Flom i tettsteder. Hva bør være NVEs ansvarsområde og ambisjon for å minske skader? (49 s.)

Nr. 6 Olav Kolbeinstveit, Asle Tjeldflåt: Automatisk måleravlesning og toveiskommunikasjon Styringsinstrument eller avlesningsautomat? (52 s.)

Nr. 7 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2006 (89 s.)

Nr. 8 Manuell kartlegging av småkraftpotensial i Luster kommune. Delvis basert på NVEs digitale kartlegging i 2004 (s.)

Nr. 9 Kari Margrethe Fløtre, Christian Johan Giswold: Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og strukturutvikling pr. 31. desember 2005 (48 s.)

Nr. 10 Anders Aarøe Mømb (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2005 (89 s.)

Nr. 11 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2006 (55 s.)

Nr. 12 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 3. kvartal 2006 (69 s.)

Nr. 13 Pål Tore Svendsen (red.): CO_2-håndtering på Kårstø (73 s.)